

---

## seminarios y conferencias

# **L**a inversión europea en la industria energética de América Latina

Patricio Rozas Balbontín



NACIONES UNIDAS



**División de Recursos Naturales e Infraestructura**

Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso  
eficiente de la energía en América Latina"

Santiago de Chile, junio de 2001

Este documento fue preparado por el Sr. Patricio Rozas Balbontín, como consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL, para el IV Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para el Desarrollo Sustentable del Sector Energético.

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

La dirección del proyecto CEPAL/Comisión Europea está a cargo del Sr. Fernando Sánchez-Albavera, Asesor Regional en Minería y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL. Los interesados pueden dirigirse al fax (56-2) 208 0252, o a [vcunliffe@eclac.cl](mailto:vcunliffe@eclac.cl)

---

Publicación de las Naciones Unidas

LC/L.1557-P

ISBN: 92-1-321861-3

Copyright © Naciones Unidas, junio de 2001. Todos los derechos reservados

Nº de venta: S.01.II.G.102

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

---

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

## Índice

---

<b>Resumen</b> .....	7
<b>Primera parte: Globalización económica e internacionalización de la industria energética. Implicancias para América Latina</b> .....	9
<b>I. Los cambios en el escenario económico internacional y su impacto en el desarrollo energético</b> .....	11
<b>II. La incorporación de América Latina al proceso de globalización y su impacto en el desarrollo energético</b> .....	19
<b>III. La internacionalización de la industria energética española: inversiones y estrategias empresariales en América Latina</b> .....	25
A. Integración económica e internacionalización de la economía española.....	25
B. La inversión española en el sector energético de América Latina .....	30
<b>Segunda parte: La inversión directa europea en la industria energética de América Latina</b> .....	45
<b>I. Argentina</b> .....	47
A. Inversiones en el sector electricidad.....	48
B. Inversiones en el sector hidrocarburos .....	53
<b>II. Brasil</b> .....	57
A. Inversiones en el sector electricidad.....	60
B. Inversiones en el sector hidrocarburos .....	65
<b>III. Chile</b> .....	71
A. Internacionalización del sector electricidad .....	74
B. Inversión europea en el subsector gas .....	79

<b>IV. Colombia</b> .....	85
A. Inversiones en el sector electricidad.....	87
B. Inversiones en el sector hidrocarburos.....	90
<b>V. México</b> .....	93
A. Inversiones en el sector electricidad.....	95
B. Inversiones en el sector hidrocarburos.....	97
<b>VI. Perú</b> .....	101
A. Inversiones en el sector electricidad.....	103
B. Inversiones en el sector hidrocarburos.....	107
<b>VII. Venezuela</b> .....	111
A. Inversiones en el sector electricidad.....	111
B. Inversiones en el subsector gas.....	114
C. Inversiones en el subsector petróleo.....	115
<b>Bibliografía</b> .....	119
<b>Serie Seminarios y conferencias: números publicados</b> .....	123

## Índice de cuadros

Cuadro 1	América Latina y el Caribe: ingresos netos de inversión directa según origen, 1980-1999.....	22
Cuadro 2	Flujo anual de inversión directa española en América Latina y el Caribe, 1990-1999.....	24
Cuadro 3	Corrientes anuales de inversión directa española en América Latina y el Caribe por país de destino, 1991-1999.....	29
Cuadro 4	Mayores empresas petroleras según activos, 1999.....	41
Cuadro 5	Argentina: privatización de empresas de energía eléctrica, 1992-1999.....	52
Cuadro 6	Argentina: producción de petróleo por empresa, 1998.....	54
Cuadro 7	Brasil: recaudación fiscal por privatización de empresas estatales y federales, 1991-2000.....	59
Cuadro 8	Brasil: privatización de empresas de energía eléctrica.....	64
Cuadro 9	Operaciones de inversión directa europea autorizadas en el sector electricidad, 1992-1999.....	74
Cuadro 10	Chile: principales adquisiciones de empresas de energía eléctrica por inversionistas extranjeros, 1997-2000.....	78
Cuadro 11	Chile: principales gasoductos de gas natural, socios controladores y gastos de inversión.....	84
Cuadro 12	Colombia: empresas estatales del sector energía adjudicadas a inversionistas extranjeros.....	89
Cuadro 13	México: empresas extranjeras en proyectos de generación de energía eléctrica.....	97
Cuadro 14	Concesiones de distribución de gas natural.....	100
Cuadro 15	Perú: grupos de control de empresas privatizadas del sector energía, 1994-1999.....	106
Cuadro 16	Perú: grupos de control de empresas y activos privatizados del sector hidrocarburos, 1994-1999.....	110

## Índice de recuadros

Recuadro 1	Presencia de las empresas españolas en Latinoamérica.....	28
------------	---	----

## Índice de gráficos

Gráfico 1	América Latina y el Caribe: ingresos netos de IED (1980-1999).....	20
Gráfico 2	Evolución de inversión europea y no europea en América Latina y el Caribe, 1980-1999.....	23
Gráfico 3	Flujos anuales de inversión española destinados a América Latina como porcentaje de la inversión española en el mundo, 1986-1999 .....	26
Gráfico 4	Importancia de actividades seleccionadas en inversión española en el exterior, 1986-1998.....	27



---

## Resumen

---

Durante los años noventa, las corrientes de inversión directa aumentaron sostenidamente en América Latina. La participación de los países latinoamericanos en las corrientes internacionales de capital dio lugar a entusiastas pronósticos acerca de las posibilidades que emergían en el nuevo escenario internacional, que se traducirían en 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 se vislumbraba.

El crecimiento de las corrientes de inversión extranjera directa fue particularmente pronunciado a partir de 1995, a pesar de la crisis de México y de sus repercusiones en otros países de América Latina. El aumento de la inversión directa perseveró en los años siguientes, sobreviviendo además a las dificultades que se presentaron en varios países de la región a raíz de la crisis surgida en los países del Sudeste asiático a fines de 1997 y de factores internos asociados a la conducción macroeconómica en algunos de los países.

La incorporación de América Latina a las corrientes de inversión directa ha estado vinculada a la internacionalización del sector servicios, tanto aquellos de utilidad pública como financieros, como de la explotación de recursos naturales. Por cierto, para estos efectos fue necesario que los gobiernos latinoamericanos introdujeran cambios de la mayor significación en los marcos regulatorios que se aplicaban a las inversiones directas y se pusieran en práctica intensos programas de privatización que abarcaron especialmente las empresas de servicios de utilidad pública.

Como resultado del proceso de desregulación, 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. No resultó casual que el grueso de la inversión directa registre un notable ingreso de nuevos actores en actividades extractivas y servicios de utilidad pública y servicios financieros.

En el contexto descrito, el objetivo de esta investigación ha sido evaluar la importancia de las inversiones emprendidas por empresas europeas en la industria energética de América Latina en este proceso reciente, teniendo en consideración que la inversión europea en la región durante 1999, conforme a estimaciones preliminares, ascendió a 46 459 millones de dólares, monto 24 veces mayor que el de 1990. El análisis ha explorado tanto las razones de las empresas europeas para invertir en las industrias de electricidad y de hidrocarburos de los principales países latinoamericanos como las características que ha asumido este proceso en cada realidad local.



**Primera parte:  
Globalización económica e  
internacionalización de la industria  
energética. Implicancias para  
América Latina**

---



## I. Los cambios en el escenario económico internacional y su impacto en el desarrollo energético

---

A comienzos de los años noventa, el Centro de Empresas Transnacionales de Naciones Unidas (UNCTC), destacó la importancia cada vez mayor de este tipo de empresas en la economía internacional, la que se expresaba en su creciente participación en los flujos internacionales de capital y de bienes. De hecho, más del 50% del comercio mundial ya correspondía a transacciones entre filiales de una misma empresa localizadas en países distintos (comercio intrafirma). Este hecho constituye un fenómeno ligado no sólo al vigoroso aumento del volumen de la inversión directa durante la segunda mitad de los años ochenta, sino también está vinculado a la ocurrencia de varios cambios estructurales en la economía mundial que han situado a las empresas transnacionales en una posición central en la economía internacional.

Entre los principales cambios estructurales identificados por el Centro de Empresas Transnacionales se menciona en primer lugar *la desregulación creciente de la actividad económica*, subrayándose que no menos de 63 países en desarrollo liberalizaron en apenas tres años sus regímenes de políticas comerciales tras los acuerdos adoptados en la Ronda Uruguay, antecedente que se agregó al hecho de que sólo en

1991 alrededor de 30 países en desarrollo y centro europeos —estos últimos correspondientes a las denominadas “economías de ransición”— flexibilizaron sus regímenes de inversión extranjera directa.

Un segundo aspecto relevante es la impactante contracción del tiempo empleado en las comunicaciones entre las distintas unidades de negocios de una misma empresa a raíz del desarrollo de tecnologías en el área de las comunicaciones, ampliando con ello los horizontes de acción de cada empresa por la vía de asentar territorialmente distintos centros de producción de acuerdo con ventajas específicas de localización. En varias industrias, en particular las de servicios, el acceso a las poderosas redes de comunicación por computadoras, de propiedad de una sola empresa o de un grupo de empresas, constituye ya la base de las transacciones internacionales.

Un tercer cambio estructural lo conforma la creciente globalización de algunas industrias específicas, señalándose que varias ramas claves (v.gr. automotriz y electrónica) desarrollaron un proceso a través del cual las empresas transnacionales integran, coordinan y controlan las actividades que incorporan valor agregado en el exterior, dando inicio a un proceso de reubicación territorial de los centros de producción que progresivamente se ha extendido a otras ramas de la industria.

Además destaca la importancia creciente de los servicios como área de interés para los inversionistas internacionales: dados que la nueva economía mundial tiende a ser cada vez más 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 inversión extranjera directa, lo que deriva en su rápida internacionalización.

Finalmente, el informe del UNCTC señala la tendencia creciente a la regionalización de la economía mundial, fenómeno frente al cual las empresas transnacionales estarían reaccionando mediante cambios en sus propias estrategias de acción, a la vez que tratando de influir en el carácter de los distintos acuerdos de regionalización que se desarrollarían en la década de los noventa (UNCTC, 1991).

Un planteamiento similar fue desarrollado por la Secretaría Ejecutiva de la CEPAL, entidad que interpreta el fenómeno de la globalización trascendiendo a la actividad económica, en la medida que afecta a todas las condiciones de la existencia humana. Su característica esencial sería la constitución de redes de sistemas productivos transnacionales que emergen de la mayor esfera de influencia de las empresas transnacionales en la economía mundial, su concertación en alianzas estratégicas y la utilización generalizada de redes de información y comunicación (CEPAL, 1992).

Estas redes de sistemas productivos transnacionales sólo pudieron desarrollarse luego de producirse una transformación radical de las tecnologías de la información que determinó, en definitiva, cambios en los procesos de diseños y producción, así como de distribución y comercialización de bienes y servicios, transnacionalizando el quehacer económico. Otros factores que, en la opinión de la CEPAL, contribuyeron a la viabilidad de estas redes de sistemas productivos transnacionales fueron la reducción sustantiva de los costos en las comunicaciones y el transporte, y la desregulación de los mercados financieros, lo que representó un importante aumento en la oferta mundial de fondos e instrumentos financieros.

De esta manera, los factores anotados permitieron a la mayor parte de las empresas transnacionales alcanzar de manera simultánea la centralización de la planificación y el control de las filiales en las casas matrices, y la descentralización de la producción, subdividiéndola geográficamente para aprovechar ventajas en materia de recursos, costos o localización (CEPAL, 1992).

Así, el dominio creciente de las empresas transnacionales sobre el comercio internacional y sobre las corrientes de inversión directa ha determinado que parte importante de estos flujos correspondan, en verdad, a "operaciones internas de sistemas globales en expansión". Esta idea, desarrollada inicialmente para explicar el concepto de "empresas transnacionales globales" (Ostry, 1990), da cuenta de la exacta especificidad del fenómeno de la globalización de la economía mundial, asociado usualmente a la mayor interdependencia económica que resulta de la integración de los mercados que se produjo a partir de la segunda mitad de los años ochenta y cuya expresión más evidente fue la homogeneización de la oferta y del consumo.

Hasta fines de los años ochenta era frecuente el uso el concepto de globalización para designar la aceleración de la interdependencia de las economías nacionales en la economía mundial. No obstante, aspectos tales como la mayor frecuencia de operaciones comerciales internacionales realizadas por un número creciente de agentes económicos, el crecimiento explosivo de los mercados de capitales y la consiguiente integración de los mercados financieros, así como la mayor celeridad en la difusión de nuevas tecnologías, empezaron a ser percibidos como elementos constitutivos del fenómeno de la globalización.

La posterior reformulación del concepto planteada por Ostry situó a la globalización como una de las tres fases del "crecimiento de la vinculación internacional entre los países" luego de la Segunda Guerra Mundial (Ostry, 1992), sustentada específicamente en los explosivos incrementos de los flujos de inversión directa acontecidos en los ochenta, especialmente a partir de 1983. Antes de ese año, la internacionalización de la economía mundial había estado basada en el desarrollo del comercio (1950-1970), mediante el desmantelamiento de las barreras proteccionistas en sucesivas rondas del GATT, y en la integración financiera (1971-1982), vía el reciclaje del excedente de la OPEC, alimentada por la revolución de la desregulación de la actividad económica y las privatizaciones de empresas públicas en algunos países centrales, así como por la emergencia del superávit en la cuenta corriente del Japón (Ostry, 1992).

En la perspectiva abierta por Ostry, podría sostenerse que la globalización es aquella instancia de la internacionalización de la economía mundial dominada por los flujos de inversiones directas y de transferencia tecnológica, caracterizada por un aumento sustantivo de las empresas transnacionales capaces de globalizar sus operaciones y por el desarrollo de la investigación a través de redes de trabajo. En consecuencia, su principal agente operacional es la empresa transnacional, siendo su fuerza conductora la revolución de las tecnologías de información y de comunicación, las que permiten globalizar el quehacer de las unidades económicas, logrando mejorar su eficiencia y competitividad, líneas de producción más rápidas y mayor capacidad de adaptación al cambio tecnológico (Ostry, 1992).<sup>1</sup>

Por cierto, el proceso de globalización descrito, especialmente de algunas ramas de la industria, conlleva *algunos efectos* importantes en aspectos específicos de los sistemas industriales nacionales, especialmente en sus estructuras industriales.

Un primer problema se relaciona con la necesaria modificación en el sistema de aprovisionamiento del mercado nacional y sus consecuencias formales en el equilibrio del sector externo, especialmente de su cuenta comercial. Por cierto, este problema será particularmente acentuado en aquellas economías que no disponen de la posibilidad o la capacidad de internacionalizarse hacia afuera, quedando una parte importante de su parque industrial

---

<sup>1</sup> Sin embargo, aunque este concepto de globalización establece tanto la especificidad del objeto que se intenta definir (internacionalización basada en la inversión extranjera directa y, por tanto, en el nuevo rol de la empresa transnacional), como su pertenencia a hechos sociales del mismo orden (fenómeno de la internacionalización de la economía mundial), mantiene todavía un cierto grado de ambigüedad debido a la propia indefinición del concepto de internacionalización, planteado explícitamente como punto referencial paradigmático del concepto de globalización. En consecuencia, el esfuerzo debe apuntar a precisar también el contenido del concepto de internacionalización.

relativamente excluido de las cadenas de comercialización de las empresas globalizadas. Un segundo problema, derivado del anterior, está vinculado a la necesidad de reconstruir la red industrial, lo que está relacionado con un proyecto industrial de largo plazo de acuerdo con la nueva realidad internacional. Así, las nuevas localizaciones surgidas del proceso de internacionalización plantean el problema de la *creación* de una red industrial en virtud de que las unidades productivas no internacionalizadas propenden a caracterizarse por procesos de *autosuficiencia* que apenas se apoyan en las economías de escala o en las economías externas.

Un tercer problema tiene que ver con la ampliación de los espacios económicos en los cuales los empresarios determinan los nuevos puntos de equilibrio de cada unidad productiva, siendo principalmente los mercados regionales los nuevos límites de las escalas de operación. Esto implica que la región, como nuevo espacio de acción, se encuentra cada vez más influida por el proceso de internacionalización de las ramas y del capital, desplazando la "focalización" del ciclo del capital social hacia momentos cada vez más centralizados a escala internacional.

Un cuarto problema se relaciona con el desarrollo de la investigación y de la tecnología. La internacionalización del producto nuevo, en la acepción que Vernon dio a este concepto, y de las tecnologías dominantes en el proceso productivo, impone en ambos casos, una valorización internacional del capital que se efectúa en el marco de las economías dominantes, respecto de los cuales los países en desarrollo tienen poco que decir.

En síntesis, puede sostenerse que la internacionalización al nivel del producto tiende a romper las relaciones mantenidas por la rama o industria con la red industrial de su país de origen, desplazándola hacia niveles regionales e internacionales. Asimismo, la internacionalización del proceso productivo determina que la red industrial tradicional queda condicionada por los procesos de estandarización y normalización, ligados, a su vez, al dominio de los procesos tecnológicos mundiales, procesos que tienden a desplazar hacia la escala regional e internacional las relaciones interindustriales. Además, las nuevas "deslocalizaciones" de las unidades de producción creadas en las zonas periféricas sobre la base de relaciones interindustriales muy especializadas plantean el problema de la *creación de una red industrial, o redefinición de la existente*, en los países incorporados a la estructura productiva internacionalizada.

Por otra parte, la globalización constituye además un fenómeno de naturaleza política. Como acertadamente lo sostuvo Sánchez Albavera en un artículo publicado en la Revista de la CEPAL, dicho proceso promueve también una cierta uniformidad ideológica en el ejercicio de la ciudadanía y en la formulación de las políticas públicas pese a que las realidades de las naciones y las formas de articulación entre éstas son cada vez más heterogéneas (Sánchez Albavera, 1995). Esto se ha traducido en el desarrollo de una notoria uniformidad en las formas en que se ejerce el poder en la mayoría de los países en desarrollo, incluso con independencia de la orientación ideológica de los gobiernos respectivos.

De este modo, existe la percepción de que se ha estado propiciando una suerte de sinergia económica, basada en una aparente asociación de intereses, que tiende a reducir los espacios para legitimar las reivindicaciones que se fundamentan en la desigualdad de las naciones. En este sentido, se observa como consecuencia una apreciable reducción de los espacios de interlocución política en el ámbito internacional. De acuerdo con ello, los Estados de los países desarrollados han seguido influyendo en el curso de las negociaciones internacionales, a diferencia de los Estados de los países en desarrollo que han estado cumpliendo un papel pasivo al extremar el carácter subsidiario de sus políticas.

En este contexto, el desempeño de los Estados y la orientación general de sus políticas tienden a ser cualitativamente diferentes, a pesar de la uniformidad ideológica que tiende a predominar en los parámetros discursivos asociados a la globalización y la internacionalización

productiva. Así, en los países desarrollados o de mayor desarrollo relativo, la gestión pública adquiere notoriamente una dimensión más transnacional. En cambio, en los países en desarrollo, los Estados propenden a reflejar más el interés de “lo privado” (Sánchez Albavera, 1995).

No puede extrañar, en consecuencia, que las estrategias empresariales se definen crecientemente en la perspectiva de un mercado que trasciende las fronteras nacionales del país de origen, en lo posible abarcando a la economía mundial como espacio de realización del capital, lo que puede implicar una compleja interconexión de ventajas competitivas que emanan de la localización plurinacional de su cadena productiva. En dicho marco, el progreso técnico y los desafíos de la competitividad generan un proceso contradictorio. Por un lado, los cambios tecnológicos propician el uso eficiente de la energía, pero de otro, muchas industrias se desplazan hacia países con mayores disponibilidades y menores restricciones ambientales, lo que implica que en estos países puede elevarse considerablemente su intensidad energética, disminuyendo de este modo su competitividad internacional.

Las menores ventajas competitivas de algunas economías nacionales empiezan a ser superadas en la medida que la globalización ha contribuido a que se eliminen las barreras de acceso a la explotación del patrimonio y los recursos naturales de las economías mejor dotadas. Pero, como ha sido ya subrayado, las ventajas naturales que posee una economía tienden a tener un carácter más relativo que absoluto debido al progreso técnico y la gran movilidad de la asignación de recursos que hoy existe en la economía internacional (Sánchez Albavera, 1995). Esta mayor movilidad se ha visto facilitada tanto por la armonización del tratamiento a la inversión extranjera en los distintos países de la comunidad internacional como por el cambio notable del sentido de las políticas nacionales a la inversión extranjera, definidas principalmente por su carácter promocional. Así, la mayoría de los países ofrece un entorno más atractivo *vis-á-vis* las mayores alternativas que tienen las empresas para decidir sus inversiones. Se observa, por ejemplo, una tendencia a definir sistemas tributarios neutrales, uniformar las tasas del impuesto a la renta, fijar los impuestos en función de los resultados del ejercicio económico, garantizar la libre remesa de utilidades, eliminar las restricciones cambiarias y crediticias, y en general, a no aplicar discriminatoriamente los instrumentos de la política económica (CEPAL, 1995).

De esta manera, en la explotación de recursos naturales, como los hidrocarburos, las modalidades de relación entre las empresas y los Estados nacionales tienden a ser cada vez más uniformes y el uso del arbitraje o de instancias supranacionales para la solución de conflictos es cada vez más frecuente. Desde luego, esto quiere decir que el proceso de globalización está poniendo en tela de juicio algunos aspectos que marcaron las negociaciones en materia de energía tanto en los foros internacionales como entre el Estado y las empresas.

Según el paradigma económico que ha orientado la actividad económica de América Latina desde mediados de los años ochenta, el patrimonio y los recursos naturales son de libre disponibilidad, bajo el predominio de las reglas del mercado. Esta definición esencial de política económica ha significado que en los distintos países de la región se haya procurado reducir la participación del Estado en la explotación de las fuentes energéticas, cuando no a omitirla por completo. De esta manera, la privatización de la electricidad ha ocupado un lugar central en la agenda de la mayoría de los países latinoamericanos en los últimos quince años y cada vez son más fuertes las presiones para privatizar la industria petrolera de los principales países productores.

Asimismo, en la mayor parte de los países de la región se ha suprimido las barreras de acceso para la utilización de las fuentes de energía. En la actualidad existe consenso sobre la necesidad de incrementar la inversión extranjera para poner en explotación nuevos recursos, ampliar y modernizar las explotaciones existentes, generar divisas que permitan atender los compromisos de la deuda y en general, para absorber los frutos del progreso técnico.

Consecuentemente, en la década de los años noventa se ha inaugurado una nueva etapa de promoción de la inversión privada que promueve la venta total o parcial de las empresas energéticas de propiedad estatal y/o la concertación de alianzas estratégicas con empresas transnacionales. A raíz de ello es de esperar que resurja la discusión que se desarrolló en los años sesenta sobre el control de la renta y en general, la distribución de los beneficios, que se creía superada luego de estatizarse la actividad energética en varios de los países latinoamericanos (Sánchez Albavera, 1995).

En el nuevo paradigma, se sostiene que la energía no debe tener un tratamiento discriminatorio. En este sentido, la aplicación neutral de los instrumentos económicos y las políticas de liberalización comercial y financiera está significando un cambio sustantivo en la captación de las rentas energéticas. Los principales mecanismos utilizados para captar la renta energética fueron: fijación de cánones y/o regalías; elevación de la renta imponible; aplicación de tributos a las ventas y a las ganancias excepcionales de mercado; aranceles proteccionistas; control de las remesas de utilidades; tipos de cambio discriminatorios; control del comercio exterior, entre otros. Asimismo, estas políticas probablemente faciliten la aplicación de precios de transferencia debido a la gran proporción de transacciones intrafirma que se observa en el comercio internacional. Según cifras para mediados de los años ochenta, 23% y 24%, respectivamente, de las exportaciones e importaciones de petróleo en los Estados Unidos se realizaban mediante transacciones intra-firma (CET, 1989).

Por otra parte, los criterios de distribución de los beneficios en la industria petrolera tienden a uniformizarse, lo que está determinando la internacionalización de las pautas de contratación entre los Estados y las empresas. Así, por ejemplo, se está retornando el régimen de concesiones que se creía superado. Su generalización significa un cambio muy importante en las políticas públicas que se aplicaron en decenios anteriores. Estas partían de la base de que el petróleo extraído era de propiedad del Estado, lo que permitió suscribir contratos en que las empresas privadas asumían el riesgo de la exploración y explotación a cambio de una retribución por el servicio prestado (pago en especie o con tarifa). Bajo el régimen de concesiones, en cambio, el producto pasa a ser de propiedad del operador petrolero. De este modo se reduce la participación del Estado en las operaciones de comercio exterior y se limitan los márgenes de maniobra para actuar concertadamente en el mercado internacional.

En la perspectiva de la globalización no está en entredicho la institucionalidad de los mercados mundiales, asunto que concentró la atención de los países exportadores de petróleo, a partir de los años setenta.

Como ha sostenido Sánchez-Albavera (1995), las posiciones de "suma cero" no tendrán cabida en una economía mundial cada vez más interdependiente en la medida que encierran un carácter confrontacional: lo que es bueno para unos es malo para otros. Si se presentaran circunstancias excepcionales que indujeran a intervenir en el mercado, las decisiones se inclinarían por posiciones que buscaran el equilibrio entre los intereses de productores y consumidores (MINIMAX). Estos aspectos tienen relación con la formación de los precios. En este sentido, las acciones concertadas o unilaterales para influir en el mercado se consideran contrarias a los principios de libre comercio que fundamentan la globalización<sup>2</sup>

En suma, bajo el nuevo paradigma es posible apreciar una menor intervención del Estado y un mayor protagonismo privado. Para ello los países han debido introducir una serie de reformas económicas que inciden en la organización de los mercados energéticos en el marco de una

---

<sup>2</sup> El problema del nivel y la estabilidad de los precios del petróleo continúa siendo motivo de preocupación. Al concluir, por ejemplo, la década de 1980 el índice de los precios reales del petróleo y sus derivados cayó en 51% con respecto al nivel en que se encontraba a inicios del decenio.



relocalización de la producción que otorgará a la energía un papel trascendental en la formación de las ventajas competitivas.

De otro lado, la discusión sobre la institucionalidad de los mercados mundiales ha estado cediendo posiciones en favor de negociaciones que den mayor énfasis a la protección ambiental, al uso eficiente y a la promoción de fuentes energéticas nuevas y renovables y al manejo integral del patrimonio natural. En esta línea se ubican las negociaciones en curso dentro de una gama cada vez más significativa de tratados internacionales (Convención de Viena, Protocolo de Montreal, Convenio de Cambio Climático y Programa 21 de Río de Janeiro), a los que se han sumado el Pacto para el Desarrollo y la Prosperidad y el Plan de Acción aprobados en la Cumbre de las Américas.<sup>3</sup> Allí se acordaron líneas de cooperación que insisten en la globalización de las cuestiones energéticas, en consonancia con el paradigma económico de los nuevos tiempos.

---

<sup>3</sup> La Cumbre de las Américas se realizó en Miami entre el 9 y el 11 de diciembre de 1994.



## **II. La incorporación de América Latina al proceso de globalización y su impacto en el desarrollo energético**

---

En la década de 1990, la creciente participación de los países latinoamericanos en las corrientes internacionales de capital dio lugar a entusiastas pronósticos acerca de las posibilidades que emergían en el nuevo escenario internacional para las economías de la región, las que se traducirían en nuevas formas de inserción de América Latina en la economía mundial conforme a las características del proceso de globalización en curso y de la nueva división internacional del trabajo que se vislumbraba en algunas áreas de la actividad productiva, específicamente de la industria de manufacturas.

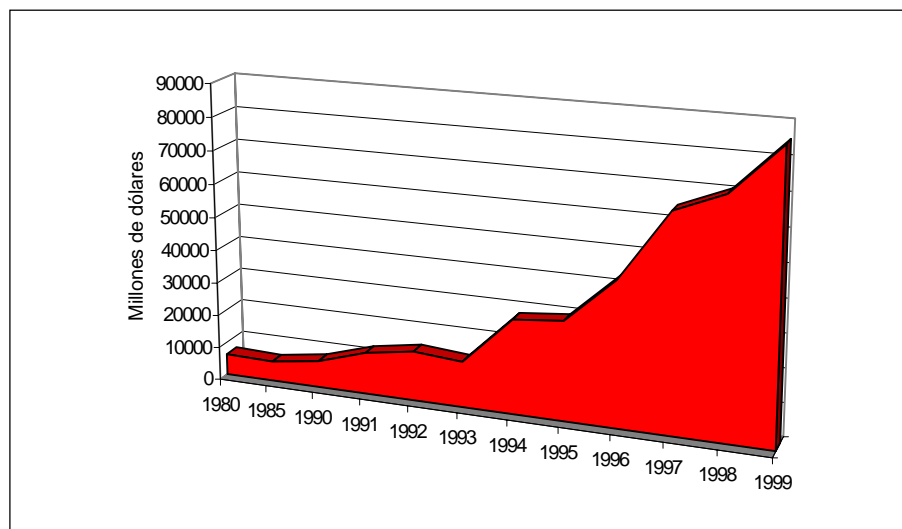
Un aspecto principal de la inserción de América Latina en el proceso descrito fue la notoria sustitución que se produjo, en la década los años noventa, de las fuentes de financiamiento externo que habían predominado con antelación. Al respecto, no sólo se consolidó la menor importancia de los recursos procedentes de organismos de crédito multilaterales en las corrientes de capital que ingresan a América Latina, sino también de la banca privada internacional, especialmente renuente a reiterar las experiencias de los años setenta y ochenta. En la medida que los países latinoamericanos comenzaron a superar los magros resultados obtenidos por el desempeño de sus economías en los años ochenta como consecuencia de la crisis de la deuda externa, diversos analistas llamaron la atención sobre la importancia adquirida, primero, por las corrientes de inversión de cartera

y, segundo, por las corrientes de inversión directa en el financiamiento externo de la región. Empero, la crisis de México eclosionada a fines de 1994 demostró que la columna vertebral de la reinserción latinoamericana a los mercados financieros estaba más vinculada a los flujos de inversión extranjera directa que a los imbricados mecanismos de refinanciamiento elaborados a partir de los títulos de la deuda contraída en los años ochenta.

En efecto, las corrientes de inversión directa dirigidas a América Latina aumentaron sostenidamente durante los años noventa, especialmente durante el segundo quinquenio del decenio (ver gráfico 1). Aún si se excluye del total la inversión dirigida hacia los centros financieros localizados en El Caribe —que no constituyen países receptores de inversión directa propiamente tales sino, más bien, puntos de intermediación de las corrientes internacionales de capital—, se constata que el monto total de los flujos de inversión directa ingresado a la región aumentó de 8 019,3 millones de dólares en 1990 a 85 436,1 millones de dólares en 1999, esto es, 10,7 veces durante el decenio, a una tasa anual de 30,06 por ciento. Por cierto, este ritmo de crecimiento es varias veces superior a la expansión del producto interno de las economías de la región, diferencia que pone en evidencia e ilustra el grado de internacionalización de las economías latinoamericanas durante este período.

El crecimiento de las corrientes de inversión extranjera directa fue particularmente pronunciado a partir de 1995, año en que se dio curso a una espiral de aumento de la inversión extranjera no observada antes en la región, a pesar de la crisis de México y de sus repercusiones en otros países de la región (especialmente Argentina y Brasil). El aumento de las corrientes de inversión directa hacia América Latina perseveró en los años siguientes, sobreviviendo además a las dificultades que se presentaron en varios países de la región a raíz de la crisis surgida en los países del Sudeste asiático a fines de 1997 y de factores internos asociados a la conducción macroeconómica en algunos de los países.

**Gráfico 1**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: INGRESOS NETOS DE IED (1980-1999)**



Fuente: CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura

El espectacular crecimiento de las corrientes de inversión directa ha estado vinculado al desarrollo de algunas de las características principales del proceso de globalización, aunque en lo medular no ha significado en América Latina una transferencia de etapas de la producción integrada internacional de manufacturas al modo de los países del Sudeste asiático, con la

excepción de México tras su incorporación al Acuerdo de Libre Comercio de América del Norte (ALCAN). En lo sustantivo, la incorporación de América Latina ha estado más vinculada a la internacionalización del sector servicios, tanto aquellos de utilidad pública como financieros, como de la explotación de recursos naturales, en poder de los organismos estatales durante las últimas décadas.

Por cierto, para los efectos de concretarse estas nuevas formas de articulación de las economías de la región a la economía internacional y a los agentes económicos predominantes en ésta fue necesario que los gobiernos latinoamericanos introdujeran cambios de la mayor significación en las políticas de conducción económica y de desarrollo nacional, vinculándolas a la preeminencia de los mecanismos de mercado respecto de otras consideraciones que pueden marcar las políticas públicas, lo que se tradujo en asignar a los agentes económicos privados un papel preponderante en las decisiones de inversión, la reducción y redefinición del papel del Estado en la actividad económica interna, y una creciente apertura comercial y financiera en los países de la región. Los nuevos criterios orientadores de las políticas de desarrollo se plasmaron en estrictas políticas que procuraban una mayor estabilización macroeconómica, la apertura comercial y financiera de las fronteras económicas nacionales, y desregular el funcionamiento de los mercados. Con tales propósitos se liberalizaron los marcos regulatorios aplicables a las inversiones privadas, especialmente la inversión extranjera directa, y se impulsó con renovados bríos los procesos de integración regional. Paralelamente, como medida central, se pusieron en práctica amplios programas de privatización que abarcaron especialmente las empresas de servicios de utilidad pública. De esta manera, los gobiernos de los países de la región modificaron radicalmente el ambiente de los negocios en América Latina y El Caribe, incentivando decisiones de inversión por parte de empresas (nacionales e internacionales) que ya operaban en la región o que recién se incorporaban a sus mercados.

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. No resultó casual, entonces, que durante los años noventa el grueso de la inversión directa registre un notable ingreso de nuevos actores en actividades extractivas (minería e hidrocarburos) y servicios de utilidad pública (energía, telecomunicaciones, infraestructura vial y portuaria) y servicios financieros (banca y administración de fondos previsionales).

Entre las actividades extractivas, uno de los hechos más significativos ha sido la progresiva liberalización del subsector de hidrocarburos, lo que ha permitido una creciente presencia de inversionistas internacionales en actividades vinculadas a la exploración, explotación, refinación, distribución y comercialización de petróleo, gas natural, y productos derivados, a través de la licitación de reservas secundarias, la formación de empresas conjuntas en ciertas actividades principales y, en algunos casos, la privatización completa del subsector. Al nivel regional este proceso se ha desarrollado con especial fuerza en Argentina, Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela, y más recientemente en Brasil.

Por otra parte, las industrias de servicios de actividad pública han sido privatizadas en la mayor parte de los países de la región, especialmente en las áreas de energía y de telecomunicaciones, aunque en algunos de éstos el proceso aún no ha culminado debido a cambios producidos en el escenario económico internacional o en el ámbito interno que contribuyeron a incidir negativamente en el precio potencial de los activos. Específicamente, la privatización de la industria eléctrica está fuertemente avanzada 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. 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 y el funcionamiento eficiente de los mecanismos de mercado.

En el proceso descrito, la importancia de las inversiones emprendidas por empresas europeas ha sido creciente. Como se puede apreciar en el cuadro 1, la inversión europea ha aumentado progresivamente su participación en las corrientes de inversión extranjera directa que se dirigen a América Latina, a tal punto que en los últimos tres años que se obtuvo información la inversión de este origen representa más del 50 por ciento de la afluencia anual de inversión extranjera directa ingresada a la región. En contraste, durante los años ochenta y hasta mediados de los noventa, con la excepción de 1992, la inversión europea osciló en torno al 30 por ciento de las corrientes anuales de IED.

**Cuadro 1**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: INGRESOS NETOS DE INVERSIÓN**  
**DIRECTA SEGÚN ORIGEN, 1980-1999**

*(millones de dólares corrientes)*

<b>Año</b>	<b>Ingresos anuales de inversión europea (MM US\$)</b>	<b>Total de ingresos anuales de inversión directa (MM US\$)</b>	<b>Inversión europea como % de inversión total (%)</b>
1980	1 642	6 340	25,9
1985	1 921	5 919	32,5
1990	1 936	8 019	24,1
1991	2 930	12 466	23,5
1992	5 841	14 867	39,3
1993	3 472	13 632	25,5
1994	9 067	28 177	32,2
1995	8 906	29 592	30,1
1996	20 960	43 199	48,5
1997	32 675	64 246	50,9
1998	36 132	70 380	51,3
1999	46 459 (p)	85 436	54,4

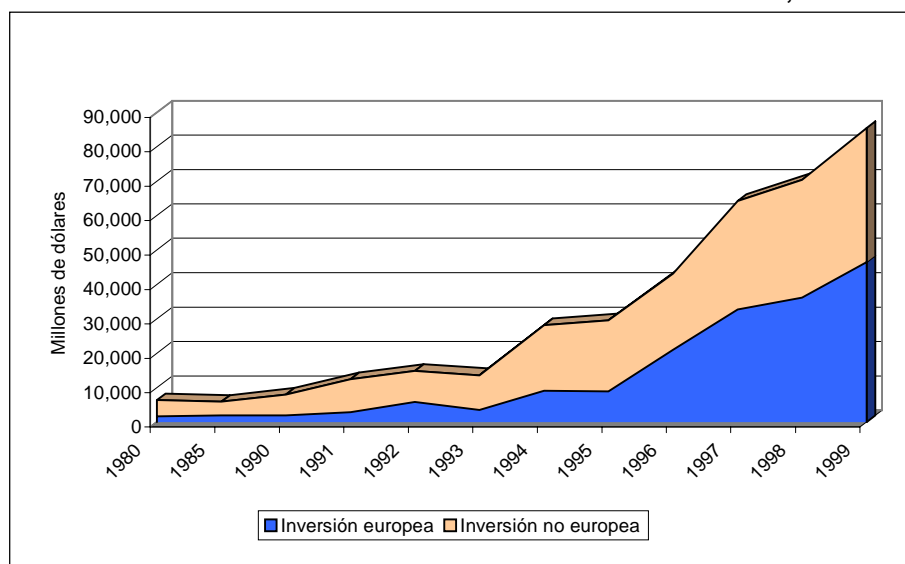
**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información proporcionada por organismos nacionales competentes.

En 1999, conforme a estimaciones preliminares, la inversión europea en América Latina y El Caribe habría ascendido a 46 459 millones de dólares, monto 24 veces mayor que el de 1990. En relación con este año, la inversión europea ingresada en 1999 implica una tasa promedio de crecimiento anual de 42,35% durante el período 1990-1999, guarismo muy superior al crecimiento promedio anual de las corrientes de IED en su conjunto (30,06%).

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 respecto de la inversión que se origina en otros países (ver gráfico 2) no se encuentra sólo en las oportunidades de nuevos negocios que se generan en el escenario latinoamericano con la puesta en marcha del nuevo paradigma que orienta el desarrollo de la región, que también fueron aprovechadas por inversionistas de América del Norte y de la propia América Latina, los que en particular dieron impulso a un interesante proceso de inversión intralatinoamericana en niveles sin precedentes. En el caso de la inversión europea, los antecedentes compilados sugieren la incidencia de factores internos derivados de la integración de las economías europeas en la expansión de las empresas de este origen en América Latina, especialmente de las empresas españolas, en el marco de crecientes fusiones y absorciones que se produjeron en los años noventa en la búsqueda de mayores tamaños críticos para hacer

frente a condiciones de competencia más exigentes. Es claro, además, que este proceso se vio fortalecido por la disminución de las oportunidades de inversión en los países del Sudeste asiático a partir de 1997 y las dificultades de consolidación de las economías de mercado registradas en la mayoría de los países de Europa del Este, circunstancias que también contribuyeron a desviar inversiones hacia América Latina.

**Gráfico 2**  
**EVOLUCIÓN DE INVERSIÓN EUROPEA Y NO EUROPEA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, 1980-1999**



**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información proporcionada por organismos nacionales competentes.

Una parte considerable de la inversión europea ingresada a América Latina en los años noventa corresponde a inversión española, característica que se mantuvo a lo largo del decenio (ver cuadro 2). En el período analizado, la inversión española directa fue siempre un componente relevante de la inversión europea en América Latina, aunque registró retracciones y oscilaciones importantes en algunos de los años del decenio. No obstante, en general la inversión española representó anualmente porcentajes que oscilaron entre el 27 y el 66 por ciento de la inversión europea en la región, con la excepción de 1992 (13,4%). Este mismo hecho le permitió a las empresas españolas constituirse no sólo en el origen principal de la inversión europea ingresada a América Latina, sino, además, en uno de los orígenes principales de la inversión extranjera directa en la región, especialmente en los últimos dos años del decenio. De hecho, en 1998 la inversión española constituyó algo menos de un quinto de la inversión directa ingresada a la región en ese año, y en 1999 la información preliminar obtenida permite inferir que aumentó a poco más de un cuarto del flujo de IED. En algunos países de la región (Argentina, Chile y Perú) y en años específicos, las empresas españolas se constituyeron en los principales inversionistas extranjeros y desplazaron de esa condición a las empresas estadounidenses. En otros países latinoamericanos (Brasil, Bolivia, Colombia, México y Venezuela), las empresas españolas también aumentaron considerablemente su presencia.

Cuadro 2

**FLUJO ANUAL DE INVERSIÓN DIRECTA ESPAÑOLA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: 1990-1999**  
(millones de dólares corrientes)

<i>Año</i>	<b>Flujo anual de inversión española</b>	<b>Flujo de inversión española como % de inversión europea</b>	<b>Flujo de inversión española como % de ingresos totales de IED</b>
1990	1 269	65,5	15,8
1991	1 838	62,7	14,7
1992	780	13,4	5,2
1993	1 043	30,0	7,7
1994	4 163	45,9	14,8
1995	4 766	53,5	16,1
1996	5 652	27,0	13,1
1997	9 141	28,0	14,2
1998	13 245	36,7	18,8
1999	22 908	49,3	26,8

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información proporcionada por organismos nacionales competentes.

En virtud de estos antecedentes, el análisis de la inversión europea en América Latina —específicamente, de la inversión europea en la industria energética de los países de la región— debe tener en particular consideración los diversos procesos que explican la expansión de las empresas españolas en América Latina durante los años noventa, haciendo especial referencia a la evolución de los mercados energéticos españoles en el marco del proceso de incorporación de la economía española a la Unión Europea.



### **III. La internacionalización de la industria energética española: inversiones y estrategias empresariales en América Latina**

---

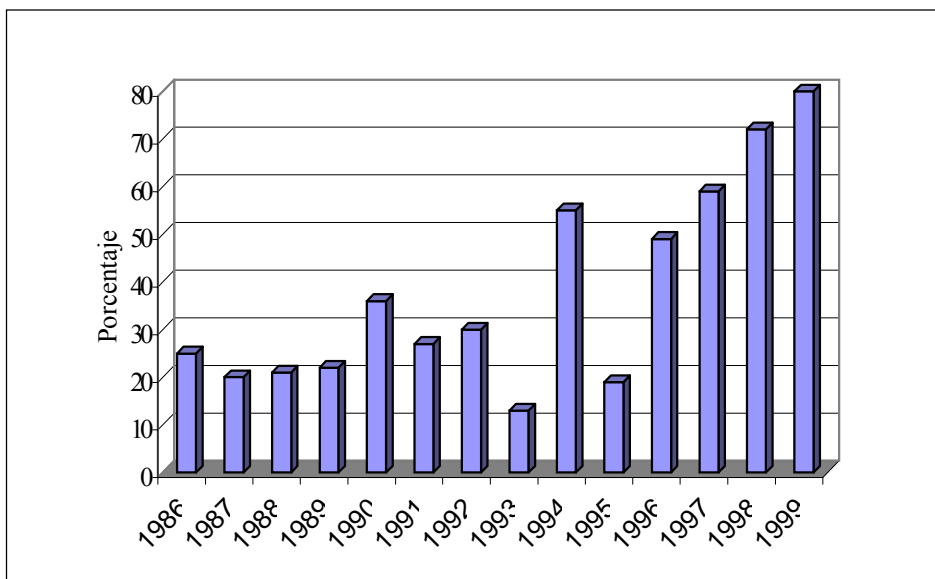
#### **A. Integración económica e internacionalización de la economía española**

En las últimas décadas, España alcanzó una activa reinserción en la economía internacional. La aplicación de profundos cambios estructurales convirtió a la economía española no sólo en uno de los receptores más importantes de la inversión directa internacional —lo que ha significado la instalación masiva de empresas transnacionales que usan a España como plataforma de exportaciones manufactureras hacia otros países comunitarios—, sino, también, en una economía exportadora neta de capitales, especialmente en los años noventa. Entre 1990 y 1999 el crecimiento de la inversión española en el exterior ha sido espectacular, aumentando de 3,4 mil millones de dólares a 28,6 mil millones de dólares.

En el último quinquenio América Latina ha sido crecientemente el principal destino de las inversiones en el exterior de las empresas españolas: entre 1994 y 1999, la importancia de la región latinoamericana aumentó de 55% a 80% de las corrientes anuales de inversión española en el exterior.

Gráfico 3.

**FLUJOS ANUALES DE INVERSIÓN ESPAÑOLA DESTINADOS A AMÉRICA LATINA  
COMO PORCENTAJE DE LA INVERSIÓN ESPAÑOLA EN EL MUNDO, 1986-1999**



Fuente: CEPAL, sobre la base de información obtenida de UNCTAD y OECD

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. Específicamente, las empresas españolas han conseguido en los años más recientes posiciones de liderazgo en algunos de los principales mercados latinoamericanos del sector servicios, especialmente en telecomunicaciones, energía 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. La mayoría de las empresas españolas 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.

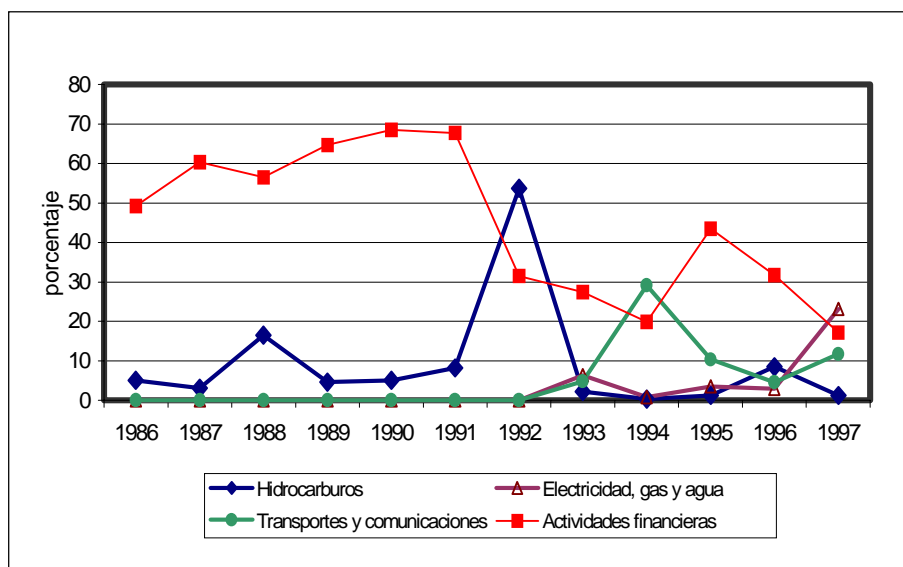
Los primeros pasos de la internacionalización de las grandes empresas españolas ocurrieron con bastante antelación a su privatización, de modo que su expansión en el exterior no debe entenderse solamente como consecuencia de los cambios ocurridos en su régimen de propiedad, sino más bien, como el resultado de políticas públicas orientadas en esa dirección. De hecho, la expansión en el exterior de las empresas españolas se inició a mediados de los años setenta. A partir de 1974, las inversiones españolas en el exterior comenzaron a adquirir mayor importancia, con una tendencia a concentrarse básicamente 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 realizadas en los países industrializados perseguían el propósito de desarrollar redes comerciales para ampliar mercados y expandir exportaciones. En cambio, las inversiones destinadas a América Latina tenían por objeto insertarse en mercados altamente

concentrados (monopolios u oligopolios), protegidos de la competencia externa, bajos costos relativos, buenas expectativas de crecimiento y amplia dotación de recursos naturales.

Durante la década de 1980, como resultado de la crisis de la deuda externa y del ingreso de España a la Unión Europea (UE) en 1986, las inversiones de ese origen perdieron importancia relativa en América Latina: la retracción de la demanda agregada y la precaria solvencia de la mayoría de los países latinoamericanos desincentivaron el interés de las empresas españolas por aumentar su presencia en los mercados de la región. 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, además estimulada por el proceso de integración que se desarrollaba en Europa. En dicho período, gran parte del esfuerzo de internacionalización de las firmas españolas se concentró en las actividades financieras y comerciales.

A partir de 1991 esta tendencia se revirtió y las inversiones españolas en 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. Actualmente, los esfuerzos de expansión en Europa emprendidos por las empresas españolas se circunscriben a los países limítrofes (Portugal y Francia) y a las actividades financieras en los Países Bajos. Por otra parte, la creciente liberalización de las economías latinoamericanas —específicamente las nuevas políticas de trato a la inversión extranjera—, la privatización de las empresas estatales proveedoras de servicios básicos y de utilidad pública, la fuerte recuperación de la demanda interna y la proyección de su crecimiento a tasas muy superiores a la de España, y principalmente, la debilidad de los marcos legales regulatorios que permiten altos retornos de la inversión, despertaron con más ahínco el interés de los inversionistas españoles, los que aprovecharon que sus potenciales competidores europeos canalizaban sus esfuerzos en insertarse en los mercados de Europa Oriental, recién abiertos a la inversión extranjera. En 1994, el interés de los inversionistas españoles por los mercados de los países latinoamericanos volvió a ser predominante en sus inversiones en el exterior: hacia fines de los años noventa poco menos del 80 por ciento de la inversión española en el exterior se dirigió hacia América Latina, constituyéndose en el principal origen de los flujos de inversión directa ingresados en algunos de los países de la región.

**Gráfico 4**  
**IMPORTANCIA DE ACTIVIDADES SELECCIONADAS EN INVERSIÓN ESPAÑOLA EN EL EXTERIOR, 1986-1998**

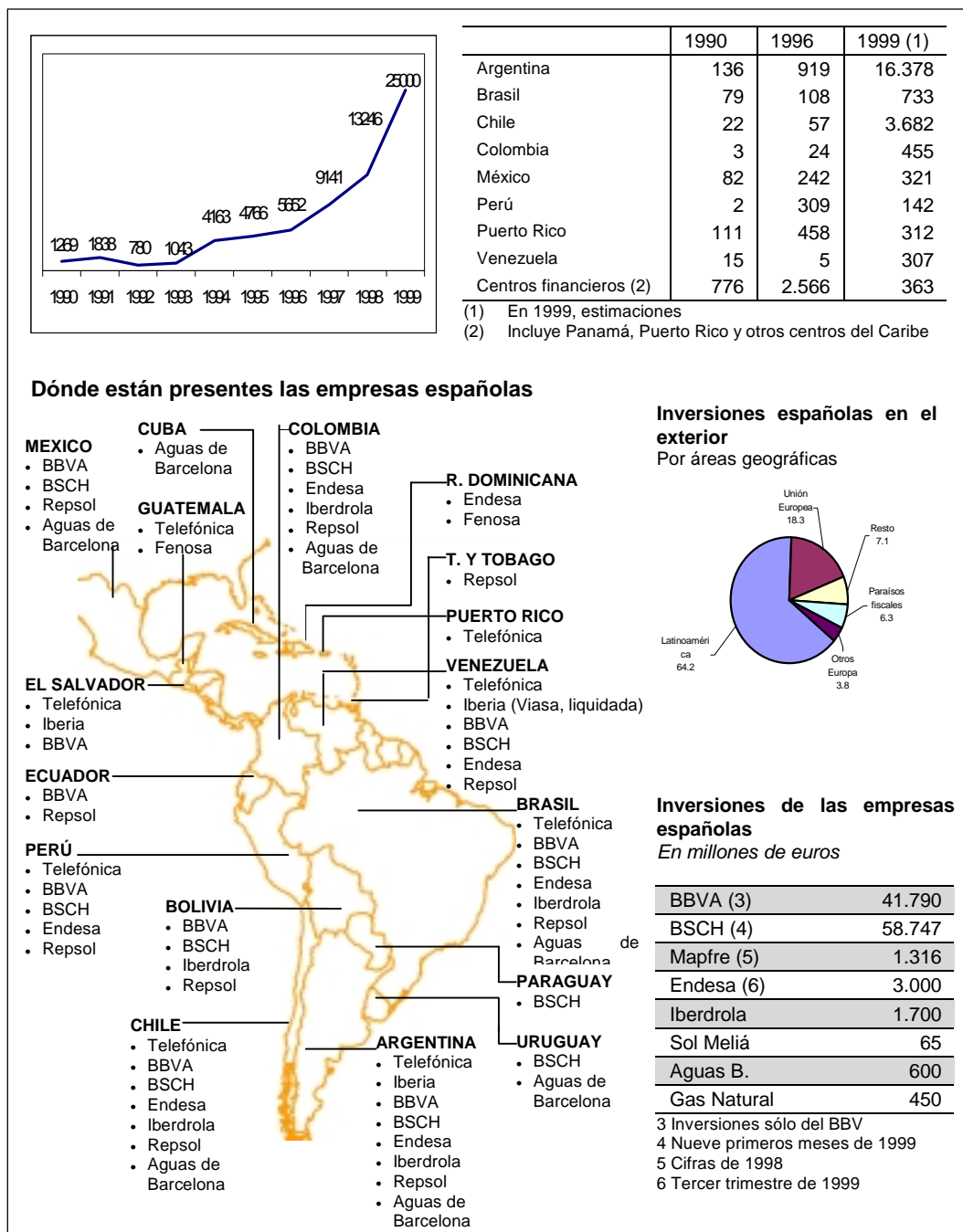


Fuente: OECD: International Direct Investment Statistics Yearbook, 1998

Recuadro 1

**PRESENCIA DE LAS EMPRESAS ESPAÑOLAS EN LATINOAMÉRICA: INVERSIÓN DIRECTA**

Millones de dólares



Fuente: Diario El País, España

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

Como ocurre usualmente con las empresas que inician su internacionalización, las empresas españolas que han dado curso a su expansión en el exterior tienden a invertir en el sector correspondiente a su actividad principal en el país de origen. Esto ha contribuido a que la inversión española se haya focalizado en algunos sectores de actividades y no se haya diseminado por las economías receptoras. En América Latina, la gran mayoría de las inversiones españolas en estas

sociedades procede de empresas que operan en los sectores de transporte, telecomunicaciones, energía (electricidad, gas, petróleo), servicios sanitarios y servicios financieros. Una importancia menor tiene la inversión orientada a la industria manufacturera.

Durante la mayor parte de la década de los años noventa, Argentina ha sido el principal destino de las inversiones españolas en América Latina. Es en ese país donde la presencia de las empresas españolas se muestra más amplia y diversificada, con una fuerte expansión en las áreas de transporte y telecomunicaciones, banca y seguros, extracción de petróleo y procesamiento de combustibles, extracción y distribución de gas natural, electricidad y servicios sanitarios. También la inversión española ha sido considerable en Chile y en Perú. En el primero, las inversiones se concentraron en telecomunicaciones, banca, seguros y energía eléctrica, aunque más recientemente han alcanzado relevancia también en servicios sanitarios, infraestructura vial, transporte y distribución de gas natural y servicios previsionales. En Perú, aunque el origen del ingreso de inversiones españolas estuvo en la adquisición de las principales empresas de telecomunicaciones de ese país, las empresas hispanas han obtenido una importante presencia en la extracción y refinación de petróleo, generación y distribución de energía eléctrica, banca y distribución de gas licuado.

**Cuadro 3**  
**CORRIENTES ANUALES DE INVERSIÓN DIRECTA ESPAÑOLA EN**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE POR PAÍS DE DESTINO: 1990-1999**  
*(millones de dólares corrientes)*

País	1990	1995	1999
Argentina	136	919	16 378
Brasil	79	108	733
Chile	22	57	3682
Colombia	3	24	455
México	82	242	321
Perú	2	309	142
Puerto Rico	111	458	312
Venezuela	15	5	307
Centros Financieros	776	2566	363
Otros	43	78	215
<b>TOTAL</b>	<b>1 269</b>	<b>4 766</b>	<b>22 908</b>

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información proporcionada por organismos nacionales competentes.

En 1998, Brasil emergió también como un importante destino de la inversión española en América Latina, lo que probablemente no había ocurrido debido a la postergación del programa de privatizaciones de las empresas estatales que antes se había emprendido en Argentina, Chile y Perú, y que luego adoptaron Colombia y Venezuela. En Brasil ha sido determinante la rápida y amplia estrategia de expansión regional de la banca española —mediante la adquisición de entidades locales— y la privatización de empresas y activos de telefonía y electricidad. En este caso, el monto comprometido en algunas de las operaciones de inversión (v.gr., la privatización de Telebras y de sus filiales, así como de las empresas eléctricas de los estados más importantes, por una parte, y la toma de control de entidades bancarias, por otra), contribuyó fuertemente al récord histórico que registraron las inversiones españolas directas en América Latina en los últimos años. El efecto más relevante de las operaciones emprendidas en Brasil ha sido el reforzamiento del patrón seguido por las inversiones españolas histórico en la región durante de la década de 1990, al centrarse en las actividades financieras, las telecomunicaciones y la energía (electricidad, petróleo y gas natural).

En los años más recientes las operaciones de inversión directa emprendidas por las empresas españolas han acudido con menor frecuencia a la compra de empresas sometidas a su privatización, especialmente en aquellos países donde este proceso ha perdido intensidad. En realidad, las

mayores operaciones han estado asociadas a la toma de control de empresas privadas con posición dominante en sus mercados de origen y que han desarrollado exitosamente algún grado de internacionalización previa en otros mercados de la región, constituyendo los casos de Enersis, Endesa Chile e YPF los casos más emblemáticos. Asimismo, muchas de las operaciones realizadas por empresas españolas, especialmente en el sector financiero, han estado orientadas a aumentar la posición de mercado de sus filiales, por la vía de la toma de control de sus competidores locales.

## **B. La inversión española en el sector energético de América Latina**

La explicación acerca de la expansión de las empresas españolas en la industria energética de América Latina abarca factores que no sólo dicen relación con la oportunidad de hacer negocios de alta rentabilidad en los países latinoamericanos —a los cuales ya se aludió—, sino, además, con factores que se vinculan con la situación actual de la industria energética española en un contexto de apertura económica y escasez de los recursos naturales que se requieren para su funcionamiento.

### **1. Las inversiones en el área eléctrica**

En la actividad eléctrica, los países miembros de la UE actualmente cuentan con una capacidad de generación que supera en 50 por ciento 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.

En los últimos años, los países europeos iniciaron la apertura de sus mercados de energía a la competencia internacional, estableciendo en 1999 un mínimo de 25% de los mercados locales para operadores comunitarios, lo que implica en el caso español que las empresas controladoras del mercado eléctrico deberán restringir su crecimiento en el mercado local durante los próximos años para que puedan incorporarse nuevos operadores a partir del 2007, año tope fijado para el ingreso de nuevos competidores. Asimismo los países miembros de la UE han acordado separar la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica, poniéndose término a las situaciones de integración vertical de la actividad eléctrica que con frecuencia era posible encontrar en las empresas estatales. En alguna medida la concreción de este acuerdo se ha visto facilitado por la privatización de los monopolios estatales en algunos de los países miembros, aunque no en el caso de las mayores empresas eléctricas europeas que siguen en poder del Estado (Electricité de France, RWE y Enel).<sup>4</sup> Los mercados más abiertos a la competencia son los de los países nórdicos, Alemania y el Reino Unido, mientras que los de España y los Países Bajos llegarán a esa condición recién en el año 2007. Los de Francia, Italia y Portugal, entre otros, están en una situación intermedia.

Aunque el mercado eléctrico tiene costos de acceso muy altos, la liberalización y la mayor competencia inducida por la integración europea han disminuido los márgenes de beneficio de los principales operadores en los mercados locales.<sup>5</sup> El nuevo escenario configurado ha inducido a

---

<sup>4</sup> En la UE no existe total consenso respecto del proceso de liberalización del sector de la energía eléctrica. En un extremo están los liberales, que basados en el Artículo 7 A del Tratado de la UE, defienden la tesis de que en el mercado comunitario pueden circular libremente mercancías, personas, servicios y capitales. En el otro se ubican los defensores de la noción de servicio público, que basados en el Artículo 90-2 del mismo Tratado, sostienen que se debe excluir de las reglas de competencia y del libre mercado a las empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general. De acuerdo con ello se decidió otorgar un plazo prolongado para que las empresas se adapten y no se exige la competencia total. Esto explica el hecho de que los países hayan implementado los cambios a diferente ritmo, sobre todo en el ámbito de la generación de electricidad (CEPAL, 1999).

<sup>5</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

algunas de las empresas a modificar sus estrategias de crecimiento y a emprender una activa expansión internacional. De hecho, empresas tales como Electricité de France y la portuguesa Electricidade de Portugal, destacan también por sus fuertes inversiones en América Latina, junto a las españolas Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa.

Por otra parte, el sector energético español está culminando una profunda reforma estructural que se ha desarrollado en los últimos veinte años, tanto en lo que se refiere a su marco regulatorio como a la estructura de la oferta y de la demanda de energía. Este proceso ha significado el tránsito desde un sector controlado principalmente por el Estado hacia una estructura en la cual la toma de decisiones opera fundamentalmente en el mercado por cuenta de agentes económicos privados. Los cambios se insertan en el marco del desarrollo económico que ha tenido España desde mediados de la década de 1980 y, en particular, en el conjunto de cambios estructurales producidos tras su incorporación a la Unión Europea, ocurrida en 1985<sup>6</sup>. Entre otros aspectos, esto significó la apertura de la economía española a la competencia internacional, el ingreso de nuevos agentes económicos al mercado español, la necesidad de fortalecer y potenciar el desarrollo de las empresas españolas del sector mediante una agresiva expansión en el exterior y su posterior traspaso al sector privado.

El crecimiento económico experimentado en las últimas dos décadas ha implicado un alza proporcional en el consumo de energía, particularmente en los años más recientes. El consumo total de energía final<sup>7</sup> prácticamente se ha duplicado entre 1973 y el año 2000, transitando desde un quantum de 41,6 miles de toneladas equivalentes de petróleo (t.p.e) a 79,5 miles de tpe. Esto ha implicado que en el mismo período el consumo total *per capita* de energía aumentó desde 1,2 hasta 2,01 t.p.e por persona. Sin embargo, la intensidad de consumo energético (consumo/PGB), se ha mantenido relativamente estable en relación con los años setenta en torno a 0,13 t.p.e por cada mil dólares generados.

En la composición de la demanda de energía, el mayor peso relativo continúa teniéndolo el petróleo a pesar de la significativa reducción experimentada en los últimos años. En la actualidad este energético constituye la fuente de más del 60% del consumo de energía en España. Cabe destacar, sin embargo, que los hidrocarburos como un todo mantienen su participación relativa bastante estable, dado el incremento producido en la utilización de gas natural, lo que expresa algún grado de sustitución del petróleo por este último.

En lo que se refiere a la oferta de energía, la introducción de mayores niveles de competencia en todas las industrias del sector y el aumento de la participación privada, por una parte, así como de la creciente importancia de los aspectos ambientales y de la seguridad de abastecimiento en las decisiones de política energética, por la otra, han implicado cambios estructurales en gran escala. Parte importante del impulso generador de estos cambios proviene de las exigencias demandadas a España por los demás países miembros de la Unión Europea (UE).

La oferta total de energía se ha duplicado con creces desde 1973, pero con un aumento significativo en el uso intermedio de energía y en el nivel de pérdida energética. Como porcentaje del PGB se ha mantenido relativamente estable en cerca de 0,18 t.p.e por cada mil dólares generados en las últimas tres décadas, mientras que en términos *per capita* ha aumentado desde 1,51 t.p.e por persona en 1973 hasta 2,81 t.p.e por persona en el año 2000. El sector de hidrocarburos es el más importante en la oferta, con un 63% del total de t.p.e en el año 2000. Sin embargo, su participación

---

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, 1999).

<sup>6</sup> En 1985 España adhirió a la Comunidad Económica Europea, antecesora de la actual Unión Europea.

<sup>7</sup> El consumo de energía final incluye: carbón: los distintos tipos y sus productos derivados; petróleo: crudo, productos intermedios, condensados de gas natural, productos petrolíferos incluido gas licuado de petróleo y gas de refinería; gas: gas natural y manufacturado de cualquier fuente; energía hidráulica, nuclear y electricidad.

relativa ha bajado desde 1973, cuando alcanzaba a más del 75%. Esta diferencia ha sido ocupada principalmente por la energía nuclear y por las energías renovables.

En el caso del mercado español de energía eléctrica, el avance de su liberación ha sido más rápido y profundo que el previsto en las directrices comunitarias, y lo ha situado entre los más competitivos de la UE, aunque no por ello las autoridades españolas han obviado la necesidad de establecer normas precisas en el marco regulatorio orientadas a garantizar la competencia y la protección de los consumidores. Así, si bien en enero de 1998 se liberalizó el mercado de la electricidad en España, lo que supuso introducir la competencia en los negocios de generación y distribución eléctrica, se dispuso en julio del 2000 la imposibilidad de que un mismo accionista participe con más de un 3 por ciento en dos empresas competidoras de un mismo sector o tenga representación en ambos consejos de administración. Antes, en junio del 2000, el gobierno español impuso, en el marco de un paquete de medidas contra la inflación, serias limitaciones al crecimiento de las eléctricas. Mediante un decreto se impide que las compañías que generan el 40 por ciento de la energía (Endesa llega al 48 por ciento) eleven su potencia durante los próximos cinco años y en tres años para aquellas que alcanzan el 20 por ciento (Iberdrola)<sup>8</sup>.

Endesa ha conservado el liderazgo (cerca de 50%) del mercado, seguida de Iberdrola y Unión Eléctrica Fenosa. Ante este nuevo escenario, las empresas españolas de energía eléctrica incorporaron en sus estrategias tres elementos nuevos y centrales: diversificación, internacionalización y búsqueda de alianzas estratégicas. En esta estrategia, América Latina ha sido el punto focal. Las empresas españolas compitieron con firmas estadounidenses y chilenas para lograr el control de la generación, transmisión y distribución de energía en América Latina. El elevado potencial de crecimiento de la demanda —4.5% anual en los próximos 20 años—, la desregulación y liberalización de los mercados locales y las oportunidades surgidas de los programas de privatización estimularon las inversiones de las empresas de la energía en la región.

#### a) La internacionalización de Endesa

Hacia fines del 2000, 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, internacionalizándose fuertemente a partir de 1992, primero en Argentina y luego en Portugal y Perú, incursionando posteriormente en los mercados de otros países. Actualmente está presente en otros doce países, la mayoría latinoamericanos (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú, República Dominicana y Venezuela), además de España, donde tiene una participación de mercado cercana al 45% en la industria eléctrica y que aumentará considerablemente cuando se concrete su fusión con Iberdrola.

El carácter de empresa estatal de Endesa no le impidió abordar su expansión en el mercado español —donde absorbió varias de las empresas eléctricas menores que operaban en éste— y en el exterior, especialmente en algunos países de América Latina, en los que fue alcanzando una presencia relevante sobre la base de la compra de empresas eléctricas que estaban siendo privatizadas. Así ocurrió en los casos de Argentina, Colombia y Perú. Posteriormente, la estrategia de expansión de Endesa en América Latina combinó la compra de empresas eléctricas estatales (por ejemplo, en Brasil) 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

---

<sup>8</sup> Este principio, conocido como la doctrina Rato, se ha aplicado ya en dos oportunidades: la fusión entre el Banco Bilbao Viscaya y Argentaria y en la alianza entre la entidad resultante, esto es, el BBVA y Telefónica (J.M. Zafra, 2000).



valorización que habían alcanzado estas últimas en los años precedentes. En este punto del proceso de internacionalización 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 Viscaya Argentaria (BBVA) (3%), entre otros muchos accionistas minoritarios de participación menor.

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 se pretende abordar (electricidad, telecomunicaciones y prestación de otros servicios) y se introdujo mejoras de la productividad mediante reducciones de personal, incorporación de nuevas tecnologías y técnicas de administración. La fusión de Endesa con Iberdrola (más bien, la toma de control de esta última por parte de Endesa) no alterará esta diversificación estratégica de los activos del grupo hispano, conforme lo anunciaron los directivos máximos de la nueva sociedad, Javier Herrero y Rafael Miranda, quienes señalaron que para el 2005 el valor de la empresa estará constituido por activos eléctricos en un 50 por ciento, activos del sector de telecomunicaciones en un 30 por ciento y el porcentaje restante lo constituirán activos clasificados en otras actividades (*Diario Estrategia*, octubre 20 del 2000).<sup>9</sup>

A fines de 1999, el grupo de empresas que encabeza Endesa se había constituido en el generador y distribuidor de energía eléctrica 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 la francesa EDF y la italiana Enel, con activos valorados en más de 50 mil millones de dólares. En América Latina, el grupo Endesa, sumando la participación de Iberdrola, podrá llegar a concentrar un 12 por ciento del mercado eléctrico regional, con 18,4 millones de clientes, 13 887 MW instalados y una distribución anual de 88 789 GWh (*Diario Financiero*, octubre 18 de 2000).

En España y en otros doce países Endesa está presente en la producción y distribución de electricidad, telecomunicaciones, energías renovables, distribución de gas, tratamiento y distribución de agua y prestación de otros servicios, lo que expresa el esfuerzo del grupo hispano por diversificar sus líneas de negocios en el área de prestación de servicios de utilidad pública.

En 1992, Endesa inició su expansión en América Latina, la que se concentró de preferencia en Argentina y en Perú, aprovechando la privatización de empresas del sector que llevaban a cabo los gobiernos de ambos países. En Argentina, Endesa adquirió una participación dominante en la Empresa de Electricidad de la Zona Norte (EDENOR) que distribuye energía a la zona norte de Buenos Aires. Posteriormente compró en ese mismo país un 22 por ciento de Yacylec —empresa que transporta la energía generada por la central de Yacyretá— y un 35 por ciento de la central generadora Dock Sud. La presencia de Endesa España en Argentina aumentó considerablemente luego que tomara el control del grupo chileno Enersis y sus empresas filiales, que había desarrollado una interesante expansión en el mercado eléctrico argentino. La compra de Enersis le reportó al grupo español adicionar las empresas argentinas generadoras El Chocón y Central Costanera, además de la empresa distribuidora Edesur, que distribuye energía a la zona sur de Buenos Aires.

El ingreso de Endesa al Perú 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 por ciento de las acciones de

<sup>9</sup> Los ejecutivos de Endesa e Iberdrola anunciaron un plan de inversiones para los próximos años por 41 mil 325 millones de dólares. De este monto, alrededor de 8 mil 740 millones de dólares serán destinados al sector de telecomunicaciones, en telefonía móvil e Internet. Otros 1 330 millones de dólares se asignarán al sector servicios (El Diario Financiero, octubre 18 del 2000).

Edenor por 176 millones de dólares. Posteriormente el grupo español compró en 1995 el 60 por ciento de la generadora Etevensa por 120 millones de dólares y luego, en 1996, una participación dominante de la empresa generadora de Piura por 20 millones de dólares. De la misma manera que en Argentina, la presencia de Endesa España en el mercado eléctrico peruano se fortaleció de manera importante luego que tomara el control del grupo Enersis y de sus filiales, al aumentar su participación en el control de Inversiones Distrilima, dueña de la empresa Edelnor, lo que permitió al grupo español obtener una participación proporcional equivalente al 50,8 por ciento de las acciones de la distribuidora eléctrica peruana. Asimismo, la toma de control de Enersis y sus filiales permitió al grupo español acceder al control de la empresa generadora Edegel, cuya mayoría accionaria (60 por ciento) 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.

La entrada de Endesa a Brasil, el mercado energético más importante de la región, demoró hasta 1997, debido en parte al retraso relativo del programa privatizador del sector eléctrico en ese país respecto de los demás países latinoamericanos,<sup>10</sup> y en parte a la destacada participación de algunos grupos empresariales locales y de empresas eléctricas estadounidenses y chilenas en la primera fase de la privatización del sector. En conjunto con la empresa peruana Edegel — controlada entonces por Entergy y el grupo chileno Enersis a través de su filial Endesa—, a la empresa hispana le fue adjudicada la privatización del 94 por ciento de Cachoeira Dorada por 714 millones de dólares. Ese mismo año la empresa española integró como socio minoritario el consorcio encabezado por Enersis al que le fue adjudicado el 70 por ciento de la Companhia de Electricidade de Rio de Janeiro (CERJ) por 587 millones de dólares. A través de esta empresa, el consorcio dirigido por Enersis compró posteriormente el 55 por ciento de la Companhia Energética do Ceará (COELCE) por 868 millones de dólares.

Las compras registradas fueron complementadas con la creación de la Companhia de Interconexão Energética (CIEN) para impulsar proyectos de transmisión de energía eléctrica desde Argentina hacia Brasil, en conjunto con su homónima chilena. Hasta fines de 1999 la nueva compañía había invertido 200 millones de dólares en la compra de 1000 MW del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de Argentina, de un total comprometido por 325 millones de dólares. Este proyecto entró en la etapa de operación comercial a principios del año 2000. Actualmente, Endesa de España controla el 100 por ciento de CIEN: directamente posee un 55% de la propiedad mientras que el 45% restante está en manos de su filial chilena Endesa.

A finales de 1997, Endesa y Enersis reprodujeron su alianza en Colombia y formaron el consorcio al que se fue adjudicado el 48.5% de la Comercializadora y Distribuidora de Energía de Bogotá (CODENSA), participación por la que pagaron 1230 millones de dólares. Al mismo consorcio le fue adjudicado el 11 por ciento de la Empresa Energía de Bogotá por 270 millones de dólares y el 48,5 por ciento de la empresa generadora y distribuidora Emgesa por 951 millones de dólares.

A mediados de la década de 1990, los ejecutivos de Endesa España ya sabían que su expansión en América Latina dependía de la toma de control de Enersis y su filial Endesa, que constituían el principal conglomerado energético chileno y de América Latina. Endesa sondeó — entonces sin éxito— la posibilidad de suscribir una alianza estratégica con Enersis. Esta empresa había adquirido una importante presencia no sólo en los mercados de la electricidad de Argentina, sino también en Brasil, Colombia y Perú, además de Chile, lo que la había transformado en el principal grupo energético de América Latina, explotando la ventaja comparativa derivada de 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

---

<sup>10</sup> El traspaso de empresas eléctricas estatales al sector privado en Brasil se inició recién en 1995 con la venta del 51% de Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA) a inversionistas locales, que pagaron 386 millones de dólares (Roza, 2000).

subsidiario que se asignaba al precio de la electricidad en sus economías de origen a favor de las demás actividades productivas<sup>11</sup>.

En agosto de 1997, después de participar conjuntamente con el grupo chileno en las privatizaciones realizadas en Perú y Brasil, Endesa insistió en su propuesta de suscribir una alianza estratégica con Enersis y actuar conjuntamente ante nuevas oportunidades de negocios en la región, lo que se tradujo en la decisión de Endesa de tomar una participación importante en la propiedad de la empresa *holding* del grupo energético chileno. A finales de 1997, Endesa adquirió el 29 por ciento de la propiedad de Enersis en 1 179 millones de dólares.

Desde entonces, Endesa buscó acelerar la obtención del control de Enersis. En marzo de 1999 realizó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) por un 32 por ciento de Enersis (1 450 millones de dólares), lo que le permitió lograr el 64 por ciento de la propiedad y la gestión de la empresa chilena. Con esta operación y su OPA por Endesa Chile se definió la nueva estrategia de Endesa en América Latina: centralizar sus operaciones regionales en el área de la energía eléctrica a través de Enersis.

Al tomar el control de Enersis, Endesa adquirió una posición dominante en el mercado eléctrico de algunos países (Argentina, Chile y Perú), lo que ocasionó diversas interpretaciones y debate público en estos países debido a la generación de situaciones contrarias a la normativa que regula la competencia en estos mercados al integrar vertical u horizontalmente la actividad eléctrica. En general, como resultado de los procesos de privatización, las grandes empresas estatales integradas verticalmente habían sido divididas en filiales que se vendieron en forma separada a diferentes operadores, situación que en algunos casos se anuló por efecto del proceso descrito. En Argentina se planteó que Endesa debería optar entre EDENOR (controlada por Endesa) y EDESUR (controlada por Enersis). En Perú, donde la normativa impide que la misma empresa se dedique a la generación y la distribución, se sugirió por algunos sectores de opinión que la firma española se decidiera por la generación, para lo cual posee las plantas de Etevensa y Piura, o se concentrara en la distribución, área en la que Enersis posee EDELNOR. La situación más compleja se planteó en Chile cuando Endesa logró integrar verticalmente gran parte de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en la zona central del país por la vía de un sólido control vertical de las mayores empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del país a través de Enersis.

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, prestación insuficiente de servicios que no han cumplido las expectativas iniciales, falta de inversiones para renovar y modernizar la infraestructura, y reducciones de personal en las empresas privatizadas, entre otros.

#### b) La expansión de Iberdrola

Hasta el anuncio de su fusión con Endesa, su principal competidor en el mercado eléctrico español, Iberdrola se había constituido en la segunda mayor empresa eléctrica de España y la más importante generadora hidroeléctrica de ese país, teniendo bajo su control alrededor de un tercio del mercado español de generación eléctrica. 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

---

<sup>11</sup> Aparte de operar con precios reales de la energía, la creciente competitividad de las empresas que quedaron bajo el control de Enersis luego de su privatización se basa también en una notoria disminución de las pérdidas de energía, una mayor racionalidad administrativa en términos de dotación de personal y 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.

de concentración de mercado y de capitales en la industria eléctrica que impulsaban las mayores empresas del sector, especialmente Endesa.

Los cambios producidos en el escenario energético español obligaron también a Iberdrola 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 han protagonizado la internacionalización de la economía española, Iberdrola ha concentrado su esfuerzo de expansión en América Latina, diversificándose tanto en los mercados territoriales como en las áreas de actividades en los que incursiona. Inició su expansión en América Latina en 1992, abordando primero 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 1999 había invertido cerca de 2 440 millones de dólares y estaba presente en seis países latinoamericanos (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia y Guatemala).

En 1997 Iberdrola se comprometió a invertir anualmente 400 millones de dólares en su expansión internacional. En los años noventa, el empuje expansivo de esta empresa se enfocó en América Latina, región en la que ha llegado a realizar inversiones de importancia (Argentina y Brasil) en las áreas de gas natural y electricidad, aunque también ha incursionado en telecomunicaciones y servicios sanitarios. La mayoría de las operaciones de inversión en las que Iberdrola ha participado están relacionadas con la privatización de empresas en países que sólo hacia fines de los años noventa pusieron en práctica esta medida relacionada con la reducción de la importancia del Estado en la economía. De esta forma Iberdrola ha buscado protegerse de la competencia creciente en su mercado de origen y separar para sí misma una cuota del mercado mundial de la electricidad. Al igual que las demás empresas eléctricas españolas, las utilidades de Iberdrola se han visto disminuidas en los últimos años por el intento del Gobierno de introducir más competencia al mercado siguiendo las directrices que emanan de la Unión Europea.

En 1992 realizó su primera inversión en la industria eléctrica de Argentina, adquiriendo el 60% de la Central Térmica de Güemes la que abastece de modo substantivo la región 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 en ese país mediante la compra de la empresa Litoral Gas. A partir de 1995 administra el 45% de la distribución eléctrica de Bolivia por intermedio de las empresas Electropaz y Electricidad y Fuerza de Oruro (ELFEO).

Su apuesta mayor ha sido Brasil, el mayor mercado de América Latina. En julio de 1997 compró una participación accionaria equivalente al 65,6 por ciento del capital 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 ciento por sobre el valor fijado en las bases). Con Coelba, Iberdrola no sólo logró una posición de mercado equivalente al 57% de las ventas de electricidad en el territorio donde opera la distribuidora, sino, además, ganar una posición privilegiada en uno de los países más codiciados y grandes del Mercosur.

Por intermedio de COELBA, Iberdrola alcanzó el control de la Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), cuya mayoría accionaria fue adjudicada en 606 millones de dólares a la filial brasileña de la eléctrica hispana. Posteriormente Iberdrola se adjudicó la privatización de la Companhia de Electricidade de Pernambuco (CELPE) por 1 017 millones de dólares y entró al negocio de la generación eléctrica adjudicándose la concesión relacionada con la construcción de la central hidroeléctrica de Itapebí en el Estado de Bahia, lo que le permitió integrar verticalmente sus actividades en el mercado eléctrico de ese estado.

En declaraciones a la agencia Blomberg, ejecutivos de Iberdrola señalaron que en su proceso de expansión la empresa hispana buscará establecer alianzas con compañías de electricidad para asegurar su permanencia como un actor importante en el mercado global de electricidad (*Diario Estrategia*, octubre 2 de 1997). Una de las empresas europeas que podría jugar ese papel sería Electricidade de Portugal SA, EDP, que pese a ser controlada por el Estado de Portugal, mantiene una posición minoritaria en la propiedad de Iberdrola con representación en su consejo de administración. Un obstáculo que debe sortearse para tal propósito lo constituyen las operaciones conjuntas que ya ha realizado la empresa portuguesa con Endesa España, la principal competidora de Iberdrola. A finales de 1997 EDP ya era socia de Endesa en la propiedad de Companhia de Electricidade do Estado de Rio de Janeiro S.A. (CERJ) y se esperaba que participara con Endesa en la venta de Rio Grande do Sul.

A mediados de 1998 un consorcio integrado por Iberdrola, TPS de Ultramar Ltda. de Estados Unidos y Electricidade de Portugal adquirió el 80 por ciento de las acciones de la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), por 520 millones de dólares, lo cual no sólo ponía en ejecución la alianza acordada con la empresa eléctrica de Portugal, sino, además, diversificaba la expansión de Iberdrola hacia América Central (*Diario Estrategia*, julio 31 de 1998). 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.

En Chile, Iberdrola es operador y dueño del 26,3% de dos centrales que se construyen en Río Duqueco (125 MW). Además tuvo, hasta mediados del 2000, en forma indirecta el 8,3% de Electroandina (628 MW) y el 6,37% de Colbún (585 MW), a través de los consorcios Inversora Electroandina y Electropacífico, donde participan Tractebel y Enagas (Yaconi-Santa Cruz).

No obstante, la principal área de interés de Iberdrola en Chile ha sido la de servicios sanitarios y distribución de agua potable. A fines de 1998 la empresa española se asoció con la empresa eléctrica local Gener para participar —aunque infructuosamente— en la privatización de una participación accionaria determinante de ESVAL, la primera empresa sanitaria que el gobierno de Chile transfirió al sector privado (*Estrategia*, diciembre 7 de 1998). En julio de 1999, Iberdrola tuvo más éxito en su incursión al proceso privatizador de las empresas sanitarias en este país, 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 la industria del gas, Iberdrola definió una estrategia de expansión basada en la alianza que suscribió con la empresa hispana Repsol en marzo de 1997, acordada para invertir en América Latina en nuevos proyectos que permitiera aprovechar las sinergias de ambas empresas (*Estrategia*, octubre 24 de 1997). En la alianza estratégica celebrada participa además la empresa Gas Natural, cuyo 45% está en manos de Repsol y que completa en gran medida la oferta energética en las zonas donde puedan actuar conjuntamente. Esto es posible en la medida que Repsol se dedica principalmente a la exploración y explotación de hidrocarburos; Gas Natural, al transporte y comercialización de gas, e Iberdrola a la producción de energía eléctrica en centrales de ciclo combinado a gas natural.

Iberdrola ha emprendido varias inversiones en esta actividad. Como ya se consignó, la empresa hispana participa desde 1992 como accionista mayoritario en la propiedad de Gas Litoral, empresa argentina. Asimismo participó en los orígenes del proyecto del gasoducto Nor Andino, desarrollado en Chile a través de Electroandina, empresa en la que Iberdrola participaba como accionista minoritario, pero luego ésta cedió su participación a Tractebel. Barras, el encargado de

las operaciones de Iberdrola en América Latina, explicó que la decisión se tomó con el objeto de dejar a Electroandina con mayor holgura para construir sus centrales, dada la cuantiosa inversión que requería el gasoducto.

En el marco de la alianza celebrada por Repsol y Gas Natural, Iberdrola ha intervenido en la toma de control de importantes empresas de la región que operan en el mercado del gas. En 1997, junto con Repsol y Gas Natural, se adjudicó en Colombia el 53.71% de Gas Natural de Bogotá y posteriormente el control de Gasorient. En este mismo país, en conjunto con los socios ya reseñados, creó la Sociedad Transportadora de Gas (TRANSCOGAS S.A.), operadora de los gasoductos que abastecen la zona Cundi—Boyacense de gas natural, del que tiene la distribución exclusiva. También en 1997, pero en Brasil, formó parte del consorcio que se adjudicó la Companhia Estadual de Gas do Rio de Janeiro (CEG) y de Riogás, distribuidores de gas natural en Rio de Janeiro.

No obstante, la expansión de Iberdrola en América Latina no se ha limitado a incursionar en los mercados energéticos de los distintos países de la región. En particular, esta empresa eléctrica española tuvo una destacada participación en la privatización de la telefonía en Brasil en alianza con Telefónica, el Banco Bilbao Vizcaya (BBV) y la portuguesa Electricidade de Portugal, empresas que mantienen vínculos directos e indirectos en su estructura de propiedad.

A mediados de 1998 el grupo encabezado por Telefónica de España e integrado por las empresas españolas Iberdrola y Banco Bilbao Vizcaya (BBV) y la portuguesa Portugal Telecom, ganó la licitación por Telesp —la principal compañía del holding Telebras—, al cancelar 4 960 millones de dólares, superando en un 64% el precio mínimo fijado por el Gobierno de 3 029 millones de dólares. Telesp cubre toda la red de telefonía fija del Estado de Sao Paulo con 5,6 millones de terminales, lo que equivale a un tercio de los terminales fijos instalados en todo el país (*Estrategia*, julio 30 de 1998).

En el mismo proceso de privatización de Telebras, Iberdrola participó en el consorcio que se adjudicó el holding Tele Sudeste Celular de telefonía móvil (banda A) por 1 167 millones de dólares, que lideró Telefónica de España. El consorcio ganador estuvo también integrado por las japonesas NTT e Itochu Corporation. Tele Sudeste Celular agrupa la telefonía móvil de los estados del sudeste de Brasil, Río de Janeiro y Espirito Santo, que contaban con 598.000 líneas de teléfonos portátiles al momento de producirse la privatización de Tele Sudeste Celular (*Estrategia*, julio 30 de 1998).

El interés de Iberdrola por diversificarse en el sector telecomunicaciones se ratificó con la venta de las cuatro empresas menos apreciadas por los operadores externos en la privatización de Telebras, aquellas que ofrecen la telefonía móvil celular en los estados de la Amazonia y del nordeste brasileños: Tele Norte Celular, Tele Nordeste Celular, Tele Leste Celular y Tele Centro Oeste Celular. Iberdrola, esta vez encabezando un consorcio de empresas, se adjudicó Tele Leste Celular por 367,3 millones de dólares, monto que superó manifiestamente valor base de 107 millones de dólares fijado por las autoridades de Brasil (*Estrategia*, julio 30 de 1998).

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, 2 a 8 de agosto de 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. Asimismo, en Chile también ha procedido a vender su participación minoritaria en las sociedades Electroandina y Electropacífico, cedidas también a Tractebel, lo que deja entrever con claridad la intención de Iberdrola de reordenar sus activos en

América Latina, potenciando la participación en aquellas empresas y mercados en los que ha alcanzado una posición dominante en su control.

Por otra parte, se infiere de los antecedentes expuestos que otra característica de la estrategia de expansión desplegada por la empresa hispana es la búsqueda de algunos “nichos” de menor interés relativo para competidores más fuertes, lo que le permite alcanzar una posición dominante en zonas como el Norte de Brasil, América Central y Bolivia, evitando con ello un desgaste innecesariamente en la lucha por los activos más atractivos con empresas de mayor tamaño, experiencia y poder económico. Además, en su expansión regional Iberdrola ha demostrado una gran capacidad para forjar alianzas o acuerdos estratégicos con otras empresas españolas líderes en sus respectivos negocios, como Telefónica y Repsol, o de otros países, como Tractebel. Esto le ha permitido acceder a nuevas actividades con un mínimo costo de aprendizaje (CEPAL, 1999).

## **2. Las inversiones en el sector de hidrocarburos y el papel de Repsol**

En la industria española de hidrocarburos también ha habido cambios de importancia en las últimas décadas, que se relacionan principalmente con el fuerte aumento de la participación del gas natural en la oferta total. De hecho, este producto energético representaba en 1973 menos del 2% del consumo de energía, pasando al 10% en el 2000. La importancia del gas natural empezó a adquirir fuerza en la década de 1980 con el descubrimiento de reservas en España, aunque en algunos territorios ya tenía cierta relevancia desde fines de los años sesenta. Sin embargo, sólo a partir de la segunda mitad de la década de 1980, y con el fuerte impulso del Estado mediante la puesta en marcha de políticas públicas orientadas a estimular su consumo, el gas natural comenzó a tener una presencia más significativa, alcanzando a más del 5% de la oferta energética total a fines de los años ochenta y del 10% a fines de los noventa.

Debe subrayarse que España ha debido tradicionalmente importar la mayor parte del petróleo y gas natural que consume —actualmente menos de 2% es de producción propia— y no existe previsiones de encontrar reservas de hidrocarburos en su territorio a futuro. Por esta razón, en el marco de la apertura comercial y financiera que se instituyó con la integración de España a la Unión Europea, el fortalecimiento de las empresas españolas mediante su expansión en el exterior representó una prioridad de primer nivel para los efectos de asegurar el abastecimiento energético. En lo esencial, la expansión en el exterior de las firmas españolas del sector de hidrocarburos significó asegurar la posesión de importantes reservas de que contribuyera a neutralizar, en parte, el ingreso masivo de empresas europeas del sector al mercado español. Para algunos ejecutivos de las empresas energéticas españolas se ha hecho necesario impulsar, además, la fusión de las mayores empresas de ese país como condición de existencia frente a sus competidores europeos (Oriol, 2000).

Específicamente, el sector petrolero español ha evolucionado desde un mercado monopolizado y casi completamente bajo control estatal hasta un marco competitivo en todos los niveles de su cadena productiva y con participación principal de agentes económicos privados en cada uno. El sector petrolero fue monopolizado y puesto bajo arrendamiento en 1927. Aunque se llevaron a cabo algunos pasos hacia la liberalización en algunos sectores a partir de los años cuarenta, el proceso que avanzó efectivamente en dicho sentido comenzó en 1985 con la entrada de España a la Comunidad Económica Europea. Hacia fines de los años noventa este proceso se consolidó con la privatización de Repsol, empresa integrada verticalmente y que incluye gran parte de la cadena productiva petrolera.

Por su parte, el sector de gas natural continúa siendo considerado un servicio público en el que Estado mantiene una participación significativa, sobre todo en la gestión de los gasoductos provenientes del norte de África. Aún así, la principal empresa del sector (Gas Natural de España)

es una filial de Repsol, hoy empresa privada. La extrema dependencia del petróleo y el fuerte impacto que tuvieron los *shocks* de precios de los años setenta en el estancamiento de la economía española han hecho aumentar la importancia del gas natural. El aumento de su consumo ha estado asociado básicamente con el desarrollo del sector industrial, en particular de plantas termoeléctricas. Además, un tercio de las unidades de generación de Endesa España, la principal empresa eléctrica del país, emplea el gas natural como su principal insumo.

En los últimos treinta años, el desarrollo del sector energía ha tenido una especial importancia para la economía española, tanto desde la perspectiva de la sustentación misma del proceso de desarrollo en su conjunto, como desde la perspectiva de su incidencia en la inversión agregada. Sobre este particular aspecto debe tenerse en consideración que a principios de los años setenta, la inversión en el sector energético era equivalente a más de 50% de la inversión industrial y constituía cerca del 30% de la inversión total. Los vaivenes del precio internacional del petróleo y la dependencia de la economía de España de la oferta externa de este energético se tradujo en una preocupación especial desde principios de los años ochenta por atenuar los efectos de esta situación, motivo por el cual se inició una fuerte inversión en el sector eléctrico sobre la base de energía nuclear e hídrica, además del énfasis puesto en la extensión del uso del gas natural.

En los años más recientes, ha existido un significativo cambio legislativo orientado principalmente a aumentar el nivel de competencia del mercado español y su apertura hacia el resto de la Unión Europea. El objetivo final ha sido ofrecer a los consumidores españoles precios menores por los productos derivados del petróleo. Las principales acciones legislativas orientadas a introducir modificaciones sustantivas al marco legal ocurrieron entre 1992 y 1998. Este proceso ha sido en gran medida producto de las exigencias de la incorporación a la UE, cuyo objetivo final es la creación de un mercado europeo de la energía.

Las empresas españolas de energía no han estado ausentes del proceso de convergencia de los distintos subsectores energéticos que se está dando en la economía internacional. En los próximos años, además de establecer importantes alianzas y acuerdos para impulsar sus programas de internacionalización, es posible que proliferen y se intensifiquen los vínculos entre estos subsectores y empresas. En este sentido, los rápidos avances logrados por Repsol en América Latina se suman a la amplia red de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía establecida por Endesa, Iberdrola, Unión Eléctrica Fenosa y Gas Natural en la región.

La petrolera española Repsol ha pretendido convertirse en una empresa global mediante una estrategia de adquisiciones de empresas y activos petroleros y gasíferos, principalmente en América Latina. Actualmente es una de las cinco mayores empresas españolas y está considerada por agencias financieras internacionales una de las principales petroleras privadas del mundo (ver cuadro 4). Hasta la fecha ha invertido unos 19 000 millones de dólares en la región latinoamericana, concentrándose básicamente en la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos en Argentina, país que convirtió en el centro de su expansión en América. De manera simultánea ha iniciado un proceso de diversificación orientado al negocio de la electricidad, dirigido a lograr una presencia significativa en el Mercosur. Además, Repsol dispone de importantes intereses en Perú, Venezuela, Colombia, Bolivia, México y Ecuador. Se estima que Repsol ha tenido poderosas razones para invertir fuera de España, donde tiene que competir con una treintena de empresas en refinación y distribución de combustibles, la actividad que genera el 80 por ciento de sus ingresos, más aún si se considera que España es el mercado de combustibles donde hay más competidores en toda Europa.

Los principales accionistas de Repsol son el BBVA (10%), La Caixa (10%) y la petrolera estatal Petróleos de México (5%).



En junio de 1996 Repsol inició su expansión en América Latina con la compra del 37,7 por ciento de la empresa argentina Astra Capsa por 360 millones de dólares, pagando una prima del 20 por ciento sobre el precio de mercado. La compra incluyó participaciones en la distribuidora de combustibles EG3 (31,5 por ciento), la distribuidora de gas natural Metrogas y la distribuidora eléctrica Edenor. Aunque ésta fue la primera operación de inversión directa en América Latina como Repsol, previamente el grupo español había ingresado al mercado argentino de distribución de gas a través de la compra de Gas Natural BAN —que opera en la zona norte de Buenos Aires— por intermedio de su filial Gas Natural S.D.G.

En enero de 1998 Repsol aumentó su participación en la propiedad de Astra mediante la compra de un paquete accionario adicional de 9,8 por ciento por el que pagó otros 90 millones de dólares. Asimismo, empleando el patrón seguido por otras empresas españolas, se basó en la empresa argentina recién adquirida para comprar en 1997 el 45 por ciento de la también argentina Pluspetrol Energy por 340 millones de dólares. De esta manera, el control de Astra y Pluspetrol Energy situó a Repsol a fines de 1998 en el cuarto lugar entre las principales petroleras de Argentina, con acceso a importantes campos de gas natural.

**Cuadro 4**  
**MAYORES EMPRESAS PETROLERAS SEGÚN ACTIVOS, 1999**

*(Millones de dólares)*

Empresa	País	Activos	Tipo de empresa
Exxon/Mobil	Estados Unidos	144.521	Privada
Royal Dutch / Shell	Holanda	113.833	Privada
BP Amoco Plc.	Reino Unido	89.561	Privada
TotalFinaElf	Francia	80.415	Privada
Petróleos Mexicanos (PEMEX)	México	51.506	Estatal
ENI	Italia	45.873	Estatal
Repsol	España	41.756	Privada
Chevron	Estados Unidos	40.668	Privada
Petroleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS)	Brasil	33.733	Estatal
Texaco	Estados Unidos	28.972	Privada
BP/Amoco	Estados Unidos	27.348	Privada
Kuwait Petroleum Corp.	Kuwait	27.248	Estatal
ARCO (Atlantic Richfield Co.)	Estados Unidos	26.272	Privada
Shell	Estados Unidos	26.111	Privada
Nippon Mitsubishi Oil Corp.	Japón	24.683	Privada
Norsk Hydro ASA	Noruega	22.150	Privada
Statoil	Noruega	20.984	Estatal
BHP Petroleum Pty Ltd.	Australia	20.600	Privada
CONOCO	Estados Unidos	16.375	Privada
USX-Marathon Group	Estados Unidos	15.705	Privada
Chinese Petroleum Corp.	China (Taiwán)	15.538	Privada
Phillips Petroleum Co.	Estados Unidos	15.201	Privada
Coastal Petroleum	Estados Unidos	15.123	Privada
Occidental Petroleum Corp.	Estados Unidos	14.125	Privada
YPF S.A.	Argentina	12.918	Privada

**Fuente:** Oil & Gas Journal, octubre 16 de 2000.

Otra característica del patrón de inversiones seguido por Repsol es el aumento persistente de su participación cuando el ingreso a la propiedad de una compañía lo sitúa inicialmente como accionista minoritario. En EG3, la distribuidora argentina de combustibles que además cuenta con algunas refinerías, el grupo español no demoró en aumentar su participación en su estructura de propiedad, pagando en 1997 alrededor de 345 millones de dólares por un 60 por ciento adicional de su propiedad accionaria y por otros activos, lo que le permitió una participación total de 91,5 por

ciento en su capital. Asimismo su filial Astra invirtió 38,3 millones de dólares en elevar su participación de 20 por ciento a 34 por ciento en la sociedad controladora de Metrogas S.A., distribuidora de gas natural en gran parte de Buenos Aires. Igualmente, Repsol ya aumentó su participación en Edenor de 10 por ciento a 18 por ciento.

La expansión de Repsol en Argentina se extendió además hacia regiones del interior. En junio de 1997, el grupo español tomó el control de las distribuidoras de gas envasado Algas y Poligas Luján.

En enero de 1999, su presencia en Argentina aumentó notablemente a raíz de la adquisición del 14.99% de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en 2 010 millones de dólares, operación que la convirtió en el mayor accionista individual de la más grande empresa de ese país. Posteriormente, en abril de 1999, Repsol ofreció 13 439 millones de dólares en efectivo por el 85.01% restante a fin de asegurarse el control de YPF e integrarlo plenamente a sus operaciones. El resultado exitoso de esta operación permitió a Repsol constituirse en una de las mayores empresas privadas del ramo en América Latina. Simultáneamente, en el marco de su estrategia de diversificación y expansión hacia al mercado brasileño, ha buscado asociarse con Iberdrola, con la cual participa en dos centrales de generación eléctrica en Argentina y ha incursionado en la distribución de gas en Brasil.

El control de Astra y Pluspetrol, primero, y de YPF, después, le permitió al grupo español el acceso a las principales reservas de gas de Argentina y Bolivia, destinadas a abastecer el mayor mercado energético de la región, Brasil. Por otra parte, las reservas de petróleo que YPF tenía en su poder antes de su absorción —tanto en Argentina como en Indonesia, Bolivia, Ecuador y en otros países— son tres veces mayores que las de Repsol, lo que modificó sustancialmente el papel de América Latina en la localización de las reservas energéticas de la empresa española.

Además de Argentina y de Perú, donde Repsol tiene el control de una de las dos grandes refinerías de petróleo (La Pampilla) y de dos de las distribuidoras de gas licuado más importantes de ese país (Solgas y Gaslima), la petrolera española ha tomado concesiones de exploración en Colombia y Venezuela. También está en el negocio de la distribución de combustibles en Ecuador. Asimismo, a través de su filial Gas Natural SDG, empresa española de la que es su principal accionista, distribuye gas natural en Argentina, Brasil y México.

América Latina es donde más han crecido las reservas de crudo de Repsol. En 1994 las reservas que la petrolera hispana tenía en los países de la región representaba el 10 por ciento de sus reservas totales. A principios de 1997 el porcentaje era del 25 por ciento. Progresivamente, en los últimos años el grupo petrolero español ha logrado reunir una cartera de inversiones energéticas que abarca exploración, refinación, venta detallista de combustible y gas natural, además de generación y distribución de electricidad.

La estrategia expansionista de Repsol no se detuvo con la compra de YPF. Según lo publicado en la prensa especializada, la empresa española aprovecharía su posición en Argentina para extender sus operaciones en Brasil, Chile y México, países prioritarios en su estrategia de expansión en América Latina. De hecho, Repsol anunció que la empresa invertirá unos 7 000 millones de dólares en América Latina antes del año 2002.

Por otra parte, la finalidad de este incremento de las inversiones en América Latina sería lograr una pronta entrada al mercado brasileño. Este objetivo podría concretarse a corto plazo, ya que en virtud de una serie de medidas antimonopólicas implementadas por el gobierno de Argentina, Repsol deberá desprenderse de una parte de las estaciones de servicio que tiene en el país. Dada esta situación, Repsol pretende intercambiar estas gasolineras por una participación en alguna de las refinerías pertenecientes a PETROBRAS. El mercado mexicano sería abordado una

vez que se produzca la liberalización del sector, actualmente dominado por la empresa estatal PEMEX.



**Segunda parte:**  
**La inversión directa europea en la**  
**industria energética de América**  
**Latina.**

---



## I. Argentina

---

En general el ingreso de inversionistas extranjeros a la industria energética de Argentina se produjo en el transcurso de la década de 1990, en el marco del nuevo escenario que se configuró en 1989 con la promulgación de la Ley de Reforma del Estado (Ley Nro. 23.696), instrumento legal concebido para desregular la economía de Argentina y privatizar las empresas estatales de este país.

Entre 1990 y 1993 —período en el que se llevó a cabo la primera fase del proceso privatizador, que se concentró en los sectores de telecomunicaciones, transporte aéreo, electricidad, gas y petróleo— los inversionistas extranjeros destinaron alrededor de 12 mil 800 millones de dólares (en efectivo y en conversión de deuda) a la compra de activos estatales de este país, monto que fue equivalente a 80 por ciento del total de la IED canalizada hacia las privatizaciones en América Latina durante ese período y a 75 por ciento de los ingresos de IED que Argentina percibió en dicho período (CEPAL, 1996).

A diferencia de lo ocurrido en otros países de la región, en Argentina no hubo mayores restricciones a la participación de inversionistas extranjeros en las privatizaciones de las empresas de servicios de utilidad pública. De hecho, las operaciones que incluyó la participación de inversionistas extranjeros constituyeron poco más de la mitad de la recaudación fiscal por este concepto en el período 1990-1993 (CEPAL, 1996).

Durante la segunda mitad de los años noventa, los ingresos totales de IED en Argentina ascendieron a 49 189 millones de dólares, monto que significó un ingreso promedio anual de 9 832 millones de dólares por este concepto. Tales ingresos transformaron a este país en

uno de los principales países receptores de IED en América Latina, e incluso, entre los países en desarrollo. En la región latinoamericana sólo Brasil y México obtuvieron una participación mayor en las corrientes internacionales de capital (ver los capítulos II y V de esta sección).

En 1999 la inversión extranjera en Argentina alcanzó un registro que nunca antes se había constatado en las estadísticas de este país, ascendente a 23 153 millones de dólares, en gran medida debido a la compra de la petrolera YPF por el grupo español Repsol. En contraste, el ingreso promedio de IED entre 1995 y 1998 había sido de 6 509 millones de dólares. Hasta antes de 1999 la mayor afluencia anual de IED se había registrado en 1997, año en que se concretó el ingreso de 8 094 millones de dólares, impulsado principalmente por una oleada de adquisiciones y fusiones de empresas privadas argentinas emprendida principalmente por bancos extranjeros.

Aunque la Subsecretaría de Programación Macroeconómica del Gobierno de Argentina restó importancia al importante monto de IED registrado en 1999 (éste "no se debe a una afluencia masiva de capitales del exterior de varias empresas que decidieron radicarse en Argentina, guiadas por las perspectivas de ganancias y desarrollo de sus negocios"), debe considerarse que aún restándose al monto total de IED ingresada en 1999 la parte que se originó en la compra de YPF, el ingreso de IED disminuye a 10 mil millones de dólares. Además, debe anotarse que a pesar de la recesión que caracterizó el desempeño de la economía argentina en 1999, en este país se registró un notable aumento en la reinversión de utilidades.

De acuerdo con antecedentes suministrados por la Secretaría de Industria argentina, en la afluencia de inversión directa de los últimos años las empresas estadounidenses continúan siendo los principales inversionistas en Argentina, al aportar el 36% del capital extranjero destinado a ampliar y radicar empresas. El mismo estudio de la Secretaría de Industria señala que los demás países donde se origina la mayor parte de las corrientes de inversión directa que ingresan a Argentina son España, Canadá, Chile, los Países Bajos y Francia (*Estrategia*, julio 21 de 1998). Este antecedente ratifica, entonces, las tendencias ya detectadas sobre la base de la información correspondiente al período 1992-1995, cuando a fines de este año los países consignados constituían el origen de más del 60 por ciento del acervo total de IED en este país (CEPAL, 1998a).

En los últimos años destaca un aumento considerable de las inversiones españolas e italianas. En el primer caso por la activa participación de la banca hispana en la compra de algunos de los principales bancos privados argentinos que, a su vez, emprendieron numerosas absorciones de entidades bancarias menores; además, la inversión española en Argentina aumentó considerablemente debido a las operaciones de Repsol en la industria petrolera y gasífera argentina. En el caso de la industria eléctrica, la importante presencia alcanzada en 1999 por la hispana Endesa en las actividades de generación y distribución no se refleja, sin embargo, en las estadísticas argentinas de IED debido a que la mayoría de las filiales argentinas de Endesa dependen de las empresas chilenas Enersis, Chilectra y Endesa en su estructura formal de propiedad, que pasaron a ser controladas por la firma hispana en 1999 y que habían desarrollado previamente importantes inversiones en la industria eléctrica argentina, como se detallará más abajo. En el caso de las inversiones italianas, éstas también registran un aumento considerable debido a la participación de capitales de este origen en la privatización de 33 aeropuertos argentinos en el consorcio Aeropuertos 2000, que también incluye a empresas de Argentina y Estados Unidos.

## **A. Inversiones en el sector electricidad**

En 1992 se procedió a privatizar la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA), que para tal efecto se subdividió en dos empresas generadoras (Central Puerto S.A. y Central Costanera S.A.) y dos empresas distribuidoras (Edenor y Edesur). En la privatización de las



dos empresas generadoras, el Estado argentino se reservó temporalmente un 40 por ciento de las empresas transferidas al sector privado. En cambio, en la venta de las empresas distribuidoras, el Estado argentino mantuvo en su poder el 49 por ciento de las acciones de cada empresa, que fue vendiendo posteriormente en paquetes de acciones de diversa importancia y magnitud.

La primera empresa que se transfirió al sector privado fue Central Puerto S.A., que agrupaba las centrales térmicas de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto. El 60 por ciento de su capital accionario le fue adjudicado al consorcio formado por las empresas Chilgener (ahora Gener) y Chilectra Quinta Región (49,5% y 10,5%, respectivamente). A mediados de 1999, Gener compró en un monto no revelado la participación de Central Puerto S.A. que había adquirido Chilquinta —que había traspasado dicha participación a Enerquinta, entre otros activos eléctricos, filial que fue vendida a las empresas americanas PSEG Global y Sempra Energy Group por los socios controladores de Chilectra Quinta Región— y aumentó su presencia en la propiedad de Central Puerto S.A. a 63,9 por ciento (ver capítulo sobre Chile). A su vez, como consecuencia de la toma de control de Gener por la empresa estadounidense AES y el pacto suscrito a fines del 2000 entre ésta y TotalFinaElf, el nuevo socio controlador de Gener vendió en 612 millones de dólares a la empresa francesa sus activos en Argentina, incluyendo la participación en la propiedad de Central Puerto S.A. De acuerdo al comunicado conjunto emitido por AES y TotalFinaElf, el traspaso de activos a favor de la empresa francesa incluye asimismo el 100 por ciento de la central de TermoAndes y de la empresa de transmisión InterAndes, entre otras empresas eléctricas localizadas en Argentina. De esta manera, el control mayoritario de Central Puerto S.A. y de sus filiales recae actualmente en la empresa francesa TotalFinaElf.

La segunda empresa generadora, formada por siete unidades termoeléctricas, fue la denominada Central Costanera, de la que el 60 por ciento de su capital fue transferido también en 1992 al consorcio formado por las empresas chilenas Endesa (30%), Enersis (9%) y Chilectra (3%), el grupo empresarial local Pérez Companc (15%) y la empresa estadounidense Public Services of Indiana (3%) en 90,1 millones de dólares. A comienzos de 1997 el grupo Pérez Companc cedió parte de su participación a la estadounidense Kansas City Power & Light, que desembolsó 23 millones de dólares por una participación de 6% de la generadora argentina. Ese mismo año empieza a producirse el cambio más significativo en el control de Central Costanera en concordancia con el ingreso de la española Endesa a la propiedad de Enersis, empresa matriz de la chilena Endesa y de Chilectra, y que culminó en 1999 con la toma de control del *holding* eléctrico chileno por parte del grupo español (ver capítulo sobre Chile). Como consecuencia de la toma de control de Enersis, el grupo español se transformó en 1999 en el nuevo socio controlador de la empresa generadora Central Costanera.

La privatización de las empresas distribuidoras que se constituyeron a partir de SEGBA involucró inicialmente la venta del 51 por ciento de las empresas Edenor y Edesur, que operaban en las zonas norte y sur de Buenos Aires. Edesur se adjudicó en 511 millones de dólares (30 millones en efectivo y 481 millones en títulos de la deuda externa argentina) al mismo grupo de empresas que se adjudicó la licitación de Central Costanera S.A., ahora agrupadas en la sociedad de inversiones Distrelec Inversora. La participación proporcional de las empresas chilenas del grupo Enersis en el control de Edesur ascendió a 25,6 por ciento de la generadora, en tanto las correspondientes a Pérez Companc y a Public Service of Indiana fueron de 20,4% y 5,1%, respectivamente. Por otra parte, la empresa distribuidora Edenor fue vendida a un consorcio formado por Electricité de France (15,3 por ciento), que asumió la gestión operativa de la empresa privatizada; la empresa local Astra (20,4 por ciento) y la empresa española Endesa (15,3%), que en conjunto pagaron 428 millones de dólares (30 millones en efectivo y 398 millones en títulos de la deuda externa).

En 1995 el gobierno argentino vendió parte importante de las acciones que había conservado de ambas distribuidoras que nacieron de la división de SEGBA. En el caso de Edesur se transfirió un 39 por ciento de su capital al grupo de empresas Enersis por 390 millones de dólares, lo que significó aumentar su participación a 64,2 por ciento. A su vez, de Edenor se vendió un paquete de acciones equivalente al 19,5 por ciento, que se lo adjudicó la empresa española Endesa por 156 millones de dólares. De este modo, la participación de la empresa hispana en Edenor aumentó a 34,8 por ciento. Posteriormente, en 1996, las autoridades argentinas vendieron a Electricité de France en 164 millones de dólares un segundo paquete de acciones de Edenor, también equivalente al 19,5 por ciento, de modo de nivelar la participación de la firma francesa con la de la empresa española en esta empresa distribuidora. Más adelante, Endesa adquirió gran parte de la participación de Astra y consolidó una posición de control mayoritario de Edenor sobre la base del dominio del 51 por ciento de sus acciones.

Del mismo modo que en la generadora Central Costanera, en el control de Edesur la toma de control del grupo chileno Enersis por parte de la española Endesa tuvo consecuencias importantes: a partir de 1999, la empresa distribuidora Edesur empezó también a ser controlada por el grupo español. La participación directa e indirecta de Endesa en la propiedad de las dos empresas distribuidoras y en una de las generadoras que constituían SEGBA ha puesto a prueba la capacidad de las autoridades argentinas para hacer cumplir el marco regulatorio de la actividad, que prohíbe situaciones como las descritas por incidir negativamente en el funcionamiento de los mecanismos de mercado. De acuerdo con ello, la empresa española debería disminuir su participación en la propiedad de una de las empresas distribuidoras.

La toma de control del grupo Enersis por parte de la empresa española Endesa implicó también el traspaso al grupo español del 52,8 por ciento de la generadora Central Termoeléctrica Buenos Aires, con una potencia instalada de 320 MW, que fue inaugurada en 1997. Al control mayoritario de las generadoras consignadas se agrega una significativa participación en la propiedad de Hidroeléctrica El Chocón (59 por ciento), complejo hídrico con 1 320 MW de potencia y ventas de energía por 3 994 GWh en 1997, que había sido comprada en 1993 por el grupo Enersis en 206 millones de dólares en el marco de las privatizaciones dispuestas por las autoridades argentinas.

La presencia de capitales europeos en la industria eléctrica argentina no se limita, por cierto, a las operaciones emprendidas por la empresa española Endesa. La empresa francesa Electricité de France, junto con alcanzar una posición relevante en el control de la distribuidora Edenor, obtuvo en 1998 el control mayoritario de Edemsa, la empresa distribuidora de electricidad de la provincia de Mendoza luego de un desembolso de 367 millones de dólares. Asimismo, Iberdrola se adjudicó en 1992 por 82 millones de dólares la licitación del 60 por ciento de la propiedad de la Central Térmica Güemes, empresa generadora que abastece de electricidad a la zona noroeste de Argentina.

En el período más reciente, la empresa europea que más esfuerzos ha hecho por insertarse en la industria eléctrica argentina ha sido la petrolera francesa TotalFinaElf. El hecho de ser TotalFinaElf el segundo productor de gas e importante generador de insumos para las plantas de ciclo combinado indujo a la empresa francesa a negociar su ingreso a la propiedad de Gener (20%) y de las filiales argentinas de la generadora chilena (80%). La fructificación de la alianza estratégica propuesta por TotalFinaElf permitiría al grupo francés integrarse verticalmente hacia adelante, asegurando la demanda del gas que produce en territorio argentino. Además, por esta vía el consorcio francés obtendría una posición que lo consolidaba entre los tres principales grupos energéticos de la región, junto con los españoles Endesa y Repsol-YPF.

El rechazo a la propuesta de TotalFinaElf por parte de los principales accionistas de Gener no amilanó al grupo francés. A fines del 2000 acordó con AES Corporation la compra de las empresas de generación y transmisión que la eléctrica chilena poseía en Argentina luego que se

concretara la venta del grupo eléctrico chileno a AES Corporation, empresa que mejoró la oferta francesa por Gener y sus filiales en la región, incluyendo las localizadas en Argentina. En marzo del 2001 TotalFinaElf obtuvo el control del 100% de la planta generadora Termoandes y su línea asociada Interandes, el 70% de la participación en Hidroneuquén (la que a su vez es dueña de un 59% de la generadora Piedra del Aguila), y un 63,9% de Central Puerto. La totalidad de esos activos representan del orden de 4.200 MW de capacidad instalada. La empresa francesa acordó pagar a AES Corporation 612 millones de dólares por los activos argentinos que pertenecían a GENER.

En 1995 se reimpulsó la venta de empresas eléctricas en las provincias, proceso que permitió el ingreso de empresas estadounidenses y de otras empresas chilenas al sector. Hasta entonces, los principales grupos eléctricos estadounidenses no habían logrado adjudicarse algunas de las empresas de energía privatizadas por las autoridades argentinas. En 1996 se adjudicó la empresa Hidrotérmica San Juan por 12,2 millones de dólares a la firma estadounidense AES, que además asumió pasivos de la empresa privatizada por 3 millones de dólares. Asimismo las empresas chilenas Chilquinta y EMEC se adjudicaron la Distribuidora Eléctrica de San Juan en 63 millones de dólares, que posteriormente quedó bajo el control del grupo chileno CGE. Por otra parte, el consorcio integrado por Unión Fenosa, de España, y el grupo local Exxel, se adjudicó en 40 millones de dólares el 60 por ciento de las acciones de Edesa, la empresa de distribución de electricidad de la provincia de Salta. Este mismo consorcio se adjudicó las distribuidoras de La Rioja y de San Luis, las que agrupó en el consorcio Emdersa, junto a Edesa, las que posteriormente vendió a la empresa estadounidense GPU en 439 millones de dólares. En ese mismo contexto, las empresas estadounidenses CMS Energy y Houston Energy Industries aumentaron su respectiva participación en las empresas Distribuidora Eléctrica de Entre Ríos y Empresa de Electricidad de La Plata (Edelap).

En 1997 el gobierno argentino completó la privatización de la industria eléctrica de Buenos Aires mediante la venta de los servicios de generación, transmisión y distribución de energía que habían quedado agrupados en la Empresa de Servicios Eléctricos de Buenos Aires (ESEBA). Las empresas estadounidenses AES Corp. y CEA se adjudicaron el 90 por ciento de la distribuidora que abastece las zonas noreste y sur de la provincia de Buenos Aires contra un desembolso por 565 millones de dólares. A su vez, el consorcio Inversora Eléctrica de Buenos Aires, integrado por la italiana Camuzzi, la local Loma Negra y la británica United Utilities, se adjudicó el área atlántica por 404 millones de dólares. La misma empresa italiana, acompañada esta vez por CEI Citicorp Holdings —sociedad de inversiones en la que participa el banco estadounidense Citicorp junto a socios locales— y Pacific Enterprises, de Estados Unidos, se adjudicó por 30 millones de dólares el 90 por ciento de Central Piedra Buena, una de las compañías generadoras dependiente de Eseba que opera una planta de 620 MW en la ciudad de Bahía Blanca. Por otra parte, La empresa Transener —controlada parcialmente por el grupo local Pérez Companc (26,8%)— se adjudicó Transba, filial de transmisión eléctrica de Eseba, por 220 millones de dólares.

La privatización de la industria eléctrica argentina ha generado el ingreso de nuevas corrientes de inversión extranjera en el sector a pesar de la fuerte baja producida en el precio de la electricidad en el segundo quinquenio de la década de 1990 —cerca de 50 por ciento de disminución respecto de los precios de 1994— y del hecho que Argentina continúa siendo un país con superávit de generación eléctrica, lo que ha provocado incluso la retirada de algunos inversionistas del sector cuyas expectativas de rentabilidad eran mayores, tales como Southern, de Estados Unidos y Unión Fenosa, de España.

Cuadro 5

## ARGENTINA: PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1992-1999

(En millones de dólares y porcentajes)

Empresa adquirida	Porcentaje adquirido	Precio pagado	Comprador	Controlador actual
Central Puerto S.A.	60,0	92,0	Chilgener (49,5%); Chilectra Quinta Región (10,5%)	TotalFinaElf (64%).
Central Costanera S.A.	60,0	90,1	Endesa Chile (30%); Enersis (9%); Chilectra (3%); Pérez Companc (15%); Public Services of Indiana (3%)	Endesa España (51,3%); Pérez Companc (9%); Kansas City Power & Light (6%); Public Services of Indiana (3%).
EDESUR	51,0 (1992)	511,0	Grupo Enersis (25,5%); Pérez Companc (20,4%); Public Services of Indiana (5,1%)	Endesa España (60,0%); Pérez Companc (25,0%).
	39,0 (1995)	390,0	Grupo Enersis (39,0)	
EDENOR	51,0 (1992)	428,0	Astra (20,4%); Electricité de France (15,3%); Endesa España (15,3%)	Endesa España (51%); Electricité de France (34,8%).
	19,5 (1995)	156	Endesa España (19,5)	
	19,5 (1996)	164	Eléctricité de France (19,5)	
Central Térmica Güemes	60,0	82,0	Iberdrola	Iberdrola
Hidroeléctrica El Chocón	59,0	206,0	Enersis (54,3)	Endesa España (43%)
Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A.			Endesa Chile	Endesa España (52,8%)
Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A.	59,0	272,0	Chilgener (41,3%), TransAlta Corp y Duke Energy (17,7%)	TotalFinaElf (41,3%) y TransAlta Corp. y Duke Energy (17,7%)
TermoAndes S.A.	...	...	...	TotalFinaElf (100,0%)
InterAndes S.A.	...	...	...	TotalFinaElf (100,0%)
Hidroeléctrica Alicura S.A.	59,0	151,0	Southern (52,0)	AES Corp. (59,0%)
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	59,0	73,0	...	...
Transener	65,0	70,0	(19,5)	Pérez Companc (26,8%)
Hidroeléctrica Diamante S.A.	59,0	16	...	...
Hidroeléctrica Ameglino	59,0	14	...	...
Hidrotérmica San Juan	100,0	12,2	AES (100,0%)	AES (100,0%)
Distribuidora Eléctrica de San Juan	100,0	63,0	Chilgener y EMEC	Grupo CGE
Empresa de Electricidad de Entre Ríos	90,0	160,0	CMS Energy	CMS Energy
Empresa Distribuidora La Plata (Edelap)	51,0	...	PSEG Global (35%), Houston Energy (16%).	Houston Energy (55%), PSEG Global (35%)
	39,0	55,0	Houston Energy (39%)	
Empresa de Electricidad de Salta (Emdersa) a/	60,0	40,0	Unión Fenosa y Grupo Exxel	GPU (100%)
Empresa de Electricidad de Mendoza (Edemsa)	51,0	367,0	Electricité de France (51%)	Electricité de France (51%)
Empresa de Energía de Río Negro	51,0	.....	COPEC (51,0%)	COPEC (51,0%)
Eden	...	...	AES Corp. y PSEG Global	AES Corp. y PSEG Global
Edes	...	...	AES Corp. y PSEG Global	AES Corp. y PSEG Global
Central Térmica Mendoza	...	...	CMS Energy	CMS Energy
ESEBA (noreste y sur)	90,0	565,0	AES Corp. y CEA	AES Corp. y CEA
ESEBA (zona atlántica)	90,0	404,0	Camuzzi, Loma Negra y United Utilities	Camuzzi, Loma Negra y United Utilities
Central Piedra Buena	90,0	30,0	Camuzzi, CEI Citicorp Holdings y Pacific Enterprises International	Camuzzi, CEI Citicorp Holdings y Pacific Enterprises International
Transba	90,0	220,0	Transener (Pérez Companc y otros)	Transener (Pérez Companc y otros)

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información extraída de América Economía, Estrategia, Diario Financiero, Wall Street Journal, Latin Finance y otros medios de prensa financiera especializada.

NOTAS: a/ Incluye las filiales Empresa Distribuidora de San Luis (Edesal), Empresa Distribuidora de La Rioja (Edelar) y Empresa Distribuidora de Salta (Edesa).

La mayoría de los proyectos que se han formulado como inversión de recursos frescos se relaciona con la modernización tecnológica de empresas amenazadas por su obsolescencia en diversos ámbitos de su gestión y, sobre todo, con la exportación de energía hacia países energéticamente deficitarios como Brasil y Chile. Entre los proyectos de mayor relevancia destacan la inversión de Edenor por 500 millones de dólares en tecnología (a realizarse entre 1998 y 2002), la inversión de 100 millones de dólares realizada por Central Puerto S.A para aumentar el potencial de la central termoeléctrica que opera en Loma de La Lata (Neuquén), la construcción de varias centrales de ciclo combinado a gas natural en la Provincia de Salta por parte de Gener para exportar energía al norte de Chile y el anuncio hecho por Endesa de España en cuanto a construir y mantener una red eléctrica de 507 kilómetros entre Argentina y Brasil con un costo de 350 millones de dólares, que le permitirá distribuir anualmente 1.000 MW en Brasil. Asimismo, entre las empresas de inversión más dinámica ha destacado la estadounidense AES, que inició en octubre de 1997 la construcción de una planta generadora de 830 MW en San Nicolás —Central Paraná— en conjunto con PSEG & Global y que anunció en 1998 la construcción de una planta hidroeléctrica, además de un sistema de irrigación, en la provincia argentina de San Juan.

## **B. Inversiones en el sector hidrocarburos**

Argentina es uno de los países de la región que cuenta con grandes reservas de petróleo y gas natural. Además posee refinerías con capacidad ociosa. Ambos elementos transforman a este país en una pieza clave en la solución de la demanda creciente de energía de Brasil, el principal mercado de la región, país energéticamente deficitario. Se entiende, entonces, que en los últimos años una importante cantidad de inversionistas extranjeros haya desembolsado cuantiosos recursos para ingresar a este sector de la economía argentina, convirtiéndolo en una de las actividades más dinámicas de este país.

Hasta 1990 el Estado ejerció el monopolio o control efectivo de los distintos segmentos de la industria de petróleo y gas de Argentina. Hasta ese año no se contempló la participación de agentes económicos privados siquiera como concesionarios, aunque sí como contratistas en algunas actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

A comienzos de los años noventa las autoridades de Argentina complementaron la Ley de Reforma del Estado con la promulgación de varios decretos cuyo objeto genérico era lograr una estructura más competitiva de la industria de hidrocarburos, estimulando específicamente el ingreso de agentes económicos privados al sector. Mediante los denominados Decretos de Desregulación del Petróleo, las autoridades de Argentina introdujeron cambios sustantivos en el funcionamiento del sector. Entre estos cambios sobresalen la eliminación de las restricciones a las importaciones y exportaciones de petróleo crudo, que quedaron sujetas al único control de la Secretaría de Energía; la libertad de precios que se decretó para el petróleo y sus productos derivados; y la supresión de las restricciones a la instalación de estaciones de servicio. Además se autorizó la licitación de los derechos de exploración y licitación de los yacimientos de hidrocarburos que estaban en poder de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y se dio curso a la conversión de los contratos de riesgo y de servicios celebrados entre la empresa estatal y las empresas privadas, transformándolos en permisos de exploración y concesiones, con libre disposición de la producción de petróleo y de gas.

A través de los Decretos 1.055/89, 1212/89 y 1589/89, las autoridades argentinas establecieron asimismo garantías específicas a los potenciales inversionistas privados que ingresaran al sector. Entre estas garantías destacan la libre disponibilidad de los hidrocarburos para comercializarlos en el mercado interno o exportarlos sin restricciones ni aranceles ni recargos adicionales; la libertad de precios en el mercado interno; la libre disponibilidad de las divisas

obtenidas por la exportación de crudo y productos derivados; el libre acceso a los sistemas de transporte, almacenaje y despacho de los hidrocarburos; y la libertad para instalar refinerías y nuevas estaciones de servicio.

A fines de 1998, la producción de crudo argentino era realizada por 38 empresas, la mayoría de éstas filiales de importantes consorcios internacionales. Los productores principales eran las empresas YPF, Pérez Companc, Astra, Petrolera San Jorge, Pan American Suc. y Total Austral, cuya producción conjunta ascendía a 39.320.861 m<sup>3</sup>, equivalente al 80 por ciento del total.

**Cuadro 6**  
**ARGENTINA: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR EMPRESA, 1998**  
*(Metros cúbicos y porcentaje)*

<b>Empresa</b>	<b>Producción (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Participación (%)</b>
YPF	19 838 446	40,36
Pérez Companc	5 547 918	11,29
Astra	4 112 722	8,37
Petrolera San Jorge	3 812 032	7,76
Pan American Suc.	3 252 231	6,62
Total Austral	2 757 512	5,61
Tecpetrol	1 833 865	3,73
Quintana Minerals	1 217 100	2,48
Vintage Oil	1 097 263	2,23
Pluspetrol	1 060 957	2,16
Otros	4 617 608	9,40
<b>Total general</b>	<b>49 147 654</b>	<b>100,00</b>

**Fuente:** Secretaría de Energía Argentina

La importancia de la inversión europea en la industria argentina de hidrocarburos ha ido aumentando vigorosamente mediante la toma de control de las principales empresas del sector. En más de algún caso, la inversión realizada en Argentina ha sido parte de una expansión más compleja que tiene por objetivo el control de la mayor cuota posible del mercado energético de América Latina, especialmente de Brasil.

Como ya se señaló en el análisis de la estrategia corporativa de la empresa española Repsol, el control de la industria de hidrocarburos de Argentina por parte de Repsol ha sido determinante para su posicionamiento en la industria energética latinoamericana. Dicho proceso se inició en junio de 1996 con la compra del 37,7 por ciento de la empresa argentina Astra Capsa por 360 millones de dólares y transformó a Repsol en el tercer grupo petrolero de Argentina, después de YPF y Pérez Companc (ver cuadro 1). La compra incluyó participaciones en la distribuidora de combustibles EG3 (31,5 por ciento), la distribuidora de gas natural Metrogas y la distribuidora eléctrica Edenor.

Antes de esta operación, el grupo español había ingresado al mercado argentino de distribución de gas a través de la compra de Gas Natural BAN —que opera en la zona norte de Buenos Aires— por intermedio de su filial Gas Natural S.D.G. Esto dejaba entrever el interés del grupo español de reproducir el modelo de integración conglomeral que ha llevado a la práctica en España, integrando vertical y horizontalmente diversas fases de la actividad energética. Esta operación se realizó en el marco de la privatización de la empresa Gas del Estado, llevada a cabo en 1992 y que involucró la división de la gasífera estatal en ocho empresas distribuidoras y dos de transporte. La venta conjunta de las diez empresas representó una recaudación por 1 841 millones

de dólares. En este caso, las firmas italianas (Societa Italiana per il Gas y Camuzzi Gazometri) fueron las más activas y lograron el control de cuatro de dichas empresas.

Como ya se señalara, en enero de 1998 Repsol YPF aumentó su participación en la propiedad de Astra mediante la compra de un paquete accionario adicional de 9,8 por ciento por el que pagó otros 90 millones de dólares. Asimismo, empleando el patrón seguido por otras empresas españolas, utilizó a la empresa argentina recién adquirida para comprar en 1997 el 45 por ciento de la también argentina Pluspetrol Energy por 340 millones de dólares. De esta manera, el control de Astra y Pluspetrol Energy reforzó a Repsol a fines de 1998 en el tercer lugar entre las principales petroleras de Argentina, con un nivel de producción conjunta de petróleo sólo levemente inferior al de Pérez Companc y una participación de 10,5 por ciento en el total nacional. Asimismo, el control de ambas empresas permitió a Repsol su acceso a importantes campos de gas natural en este país.

Del mismo modo, Repsol procuró incrementar vigorosamente su participación en la refinación y distribución de combustibles aumentando su participación en la propiedad de la empresa EG3, la distribuidora argentina de combustibles que además cuenta con algunas refinerías. En 1997 el grupo español pagó alrededor de 345 millones de dólares por un 60 por ciento adicional de su propiedad accionaria y por otros activos, lo que le permitió una participación total de 91,5 por ciento en su capital.

Asimismo su filial Astra invirtió 38,3 millones de dólares en elevar su participación de 20 por ciento a 34 por ciento en la sociedad controladora de Metrogas S.A., distribuidora de gas natural en gran parte de Buenos Aires. En junio de 1997, el grupo español tomó el control de las distribuidoras de gas envasado Algas y Poligas Luján.

En enero de 1999, Repsol emprendió la fase principal de su consolidación como productor de crudo y de gas natural en Argentina mediante la compra del 14.99 por ciento de YPF en 2 010 millones de dólares. Posteriormente, en abril de 1999, Repsol YPF ofreció 13 439 millones de dólares en efectivo por el 85.01% restante a fin de asegurarse el control de YPF e integrarlo plenamente a sus operaciones. El resultado exitoso de esta operación permitió a Repsol YPF constituirse en una de las mayores empresas privadas del ramo en América Latina. La propiedad de YPF, Astra y Pluspetrol representa una producción conjunta de 51 por ciento de la producción de crudo en Argentina y una posición claramente dominante en ese mercado, teniendo en consideración los niveles de producción de sus competidores. Adicionalmente, como ya se indicó en el análisis de la estrategia corporativa de Repsol, el control de Astra y Pluspetrol, primero, y de YPF, después, le permitió al grupo español el acceso a las principales reservas de gas de Argentina y Bolivia, destinadas a abastecer el mayor mercado energético de la región, Brasil.

Otro de los actores importantes en la industria de hidrocarburos de Argentina es la empresa francesa TotalElfina que, a través de su filial Total Austral, tuvo una participación de 5,61 por ciento en la producción de crudo en 1998 y de 6,69 por ciento en 1999.

TotalFinaElf es la cuarta empresa petrolera al nivel mundial. Sus principales áreas de negocios son la exploración y producción de petróleo y gas, así como el transporte, refinación y marketing de productos relacionados con el petróleo. Es, además, uno de los principales operadores en el mercado mundial de productos químicos. Como ya se señaló, TotalFinaElf es el segundo productor de gas de Argentina, luego de Repsol-YPF, lo que lo convierte en un importante generador de insumos para las plantas de ciclo combinado en este país. Esta condición lo indujo a ingresar activamente a la producción térmica de electricidad, asegurando la venta del gas natural que produce en ese país. Por otra parte, en el mismo año 2000 TotalFinaElf firmó con TransCanada la compra de un porcentaje mayor en GasAndes, suscribió con la misma empresa canadiense un compromiso para adquirir el 21,8 por ciento de participación en la Transportadora de Gas del Mercosur (TGM), propietaria de un gasoducto de 437 kilómetros, que se extiende entre el TGN y la

frontera brasileña. Simultáneamente, TotalFinaElf aumentó su participación en la propiedad accionaria de la transportadora Sul Brasileira de Gas de 15 a 27 por ciento. Es decir, el convenio suscrito entre el grupo francés y AES por los activos que pertenecían a GENER se inscribe en el marco de un conjunto de operaciones realizadas en el curso del 2000, destinadas a posicionar al grupo francés en el cono sur de América Latina, poniendo de relieve la intensa disputa entre algunas empresas energéticas internacionales de origen estadounidense y europeo por el control del mercado de la energía de creciente liberación en América Latina.



## II. Brasil

---

En la segunda mitad de los años noventa, en la economía de Brasil se registró un crecimiento sin precedentes de los ingresos netos de la inversión extranjera directa, impulsado en gran medida por las políticas de apertura comercial y financiera, por una parte, y de desregulación de la actividad económica, por la otra, que se pusieron en práctica en el primer lustro de la década. Entre otros objetivos, las autoridades buscaban abrir el acceso de inversionistas extranjeros a actividades hasta entonces reservadas a inversionistas locales o sólo al Estado, y con ello aumentar la captación de ahorro externo, especialmente disminuido en los años ochenta a raíz de la crisis de la deuda externa y de la ostensible caída de la tasa de crecimiento de la economía. De este modo, la afluencia de IED creció entre 1990 y 1999 desde un monto cercano a los 1000 millones de dólares a un promedio anual de 29.000 millones de dólares hacia fines de la década (1999-2000), lo que ha significado que desde 1996 en adelante, Brasil sea nuevamente el principal receptor latinoamericano de IED y el segundo entre los países en desarrollo.

La apertura comercial tuvo, sin embargo, efectos ambivalentes sobre la afluencia de inversión extranjera a la economía de Brasil. Aunque ésta permitió mayores posibilidades de incrementar la productividad y la eficiencia de las filiales de empresas transnacionales por la vía de del acceso a insumos de mejor calidad y de la importación de bienes de capital tecnológicamente más avanzados a menores precios, por una parte, y genera la necesidad de mejorar los patrones de desempeño para hacer frente a importaciones con una menor tasa arancelaria y tipos de cambio apreciados, por la otra, estimulando además la necesidad de fortalecer

la posición de dominio de mercado para evitar el ingreso de nuevos competidores, la apertura comercial también provocó efectos reactivos de la afluencia de IED a Brasil, especialmente en la primera mitad de los años noventa. De hecho, con la mayor competencia que deriva del aumento de las importaciones, las subsidiarias de algunas empresas transnacionales se vieron obligadas a concentrar sus actividades esenciales, combinando una mayor especialización e importación de insumos con procesos de desinversión y cierres de empresas.

Así, el salto cualitativo de mayor significación de las corrientes de inversión directa en Brasil se produjo sólo cuando las autoridades emprendieron medidas complementarias a la apertura comercial, orientadas a la eliminación de restricciones a la inversión extranjera y a transferir al sector privado parte importante de los activos económicos del Estado. Así, por ejemplo, a principios de los años noventa, junto con poner en marcha el Programa Nacional de Privatización (PND), se eliminó la restricción legal que impedía a inversionistas extranjeros tomar el control del 100 por ciento del capital de empresas brasileñas. De este modo, la privatización de una cantidad significativa de empresas de servicios públicos —asociada a la necesidad de modernizar la infraestructura del país con el propósito de recuperar parte de la competitividad sistémica de la economía brasileña, perdida durante los años ochenta—, la toma de control de empresas pertenecientes a inversionistas locales por parte de empresas transnacionales —fuertemente debilitadas por el endeudamiento que debieron asumir a finales de los años ochenta y comienzos de los noventa y por los reiterados ciclos recesivos de la economía de Brasil— y la necesidad de las empresas transnacionales instaladas con antelación en territorio brasileño con el propósito de racionalizar, reorganizar, reestructurar y modernizar sus filiales en el marco del nuevo escenario de apertura comercial que se configuró en la primera mitad de los noventa, emergieron, entre otros, como factores determinantes principales en la evolución de los ingresos netos de inversión directa en Brasil en la segunda mitad de los años noventa. En 1998 esta tendencia fue reforzada al suprimirse las restricciones fundamentales a la inversión extranjera a las industrias de telecomunicaciones, distribución de energía eléctrica y banca, lo que indujo a que algunas empresas transnacionales de servicio incorporaran a Brasil en sus estrategias de inversión y expansión internacional en la región latinoamericana, más aún en consideración al tamaño de su mercado interno.

Entre 1991 y mediados del 2000, las autoridades de Brasil recaudaron poco más de 73 500 millones de dólares por la venta total o parcial de acciones de alrededor de 70 empresas estatales y federales. Además, como efecto de la privatización de algunas de estas compañías y conforme a las condiciones establecidas en las licitaciones respectivas, redujeron la deuda pública por otros 18 mil millones de dólares al traspasar a los nuevos dueños de las empresas privatizadas pasivos por ese monto. De la recaudación efectiva, una importante porción corresponde a ingresos percibidos por los gobiernos estatales (46 730 millones de dólares) y sólo poco más de un tercio a ingresos percibidos por el Gobierno Federal (26 866 millones de dólares). De acuerdo con información emanada del Consejo Nacional de Privatizaciones, un 44,7 por ciento del monto recaudado —32 842 millones de dólares— correspondió a compras realizadas por empresas extranjeras, lo que contribuyó a dinamizar fuertemente la afluencia de inversión directa a la economía de Brasil.

La gravitación de las desregulaciones dispuestas en las áreas de infraestructura y de servicios financieros, y de la privatización de una cantidad importante de empresas estatales de tales sectores queda de manifiesto en el nuevo perfil de las corrientes de inversión directa que fluyen a la economía de Brasil. Tradicionalmente, la inversión extranjera en este país se orientó al sector manufacturero, para así aprovechar las ventajas ofrecidas por la dimensión de su mercado interno, las políticas comerciales restrictivas y los incentivos al desarrollo industrial en rubros determinados. En 1995, más de la mitad del acervo de la IED (55%) se concentraba en la industria de manufacturas, focalizándose la mayor parte del total restante en servicios, especialmente en el

sector de otros servicios, vinculado específicamente a inversiones en empresas del tipo *holding*. Este perfil cambió substantivamente en los años más recientes.

**Cuadro 7**  
**BRASIL: RECAUDACIÓN FISCAL POR PRIVATIZACIÓN DE**  
**EMPRESAS ESTATALES Y FEDERALES, 1991-2000**

*(Millones de dólares)*

<b>Años</b>	<b>Ingresos efectivos</b>	<b>Traspaso de deuda</b>	<b>Total</b>
1991-1996	15 100	4 880	19 990
1997	22 500	5 100	27 600
1998	19 542	3 820	23 362
1999	14 673	3 987	18 650
2000*	1 706	289	1 995
<b>Total</b>	<b>73 521</b>	<b>18 076</b>	<b>91 597</b>

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura.

\* Enero - junio

A partir de 1996, la importancia del sector servicios en la recepción de IED ha sido preponderante respecto de los demás sectores de la economía, alcanzando una participación del 75,6% del total de IED ingresada en 1996 y de 83,7% en 1997.<sup>12</sup> De esta manera, ya en ese año, las actividades de servicios tenían una importancia mayor que la industria de manufacturas en la IED acumulada en Brasil. Especialmente relevancia había alcanzado los sectores de electricidad, gas y agua, y banca y seguros, a los que se agregó posteriormente el sector de comunicaciones tras la privatización de Telebras. Cabe subrayar que las inversiones en otros servicios incrementaron levemente su participación en la recepción de IED.

Hasta 1995, la inversión extranjera acumulada en el sector de electricidad, gas y agua ascendía a sólo dos millones de dólares y representaba una porción marginal de la inversión directa acumulada en ese país. En 1996, las corrientes de IED orientadas a este sector ascendieron a 1 626,2 millones de dólares, equivalentes a un 21,2 de la inversión directa ingresada ese año. En 1997, esta cantidad aumentó a 3 554, 4 millones de dólares, equivalente a un 23,2% del total de IED ingresado ese año. Puesto en forma más agregada, la privatización de empresas eléctricas que realizó Brasil entre 1995 y 1999 permitió recaudar poco más de 24 000 millones de dólares y dejó un 55% del sector en manos de operadores privados. Aunque los empresarios locales tuvieron una activa participación en la adjudicación de las empresas licitadas, el 70% de los ingresos fiscales por este concepto correspondió a desembolsos realizados por inversionistas extranjeros.

La venta de las compañías eléctricas que fueron transferidas al sector privado se originó en las dificultades enfrentadas por el Estado para ejecutar las inversiones que demandaba la expansión de la demanda de energía en este país. De hecho, la mayoría de las empresas que fueron transferidas al sector privado duplicaron sus programas de inversiones respecto de los montos que se invertían en los últimos años de la administración estatal, según lo expuesto por Firmino Ferreira, presidente de Electrobras, en el VII Encuentro de Economistas Latinoamericanos (*Estrategia*, septiembre 16 de 1999).

<sup>12</sup> Estimación hecha por CEPAL sobre la base de datos publicados por el Banco Central del Brasil en su documento Censo de Capitais Estrangeiros no Brasil. Ano-base 1995, Brasília, 1998, considerándose los ingresos de inversión directa superiores a 10 millones de dólares por empresa receptora. La participación global de los datos de la muestra en los ingresos totales de IED corresponde a 73,6% y 81,6% en 1996 y 1997, respectivamente.

Algunas de las empresas más activas en el sector de los servicios han sido Telefónica de España, Portugal Telecom, e Italia Telecom en el sector de telecomunicaciones; Carrefour Supermarché y Casino—Guichard en el sector del comercio minorista; ENDESA España, Iberdrola y Tractebel en el sector de energía eléctrica y gas natural, y los bancos Bilbao Vizcaya Argentaria y Santander Central Hispano en el sector banca y seguros. Las empresas europeas mencionadas han competido duramente con sus pares estadounidenses MCI WorldCom en el sector de telecomunicaciones, y AES Corporation y Enron Corporation en el sector de energía eléctrica para lograr una posición de mercado relevante en las actividades consignadas.

A pesar de ello, el peso relativo de la inversión procedente de los países miembros de la Unión Europea se ha mantenido prácticamente en los mismos niveles de 1995, conforme a los antecedentes del Banco Central del Brasil. En efecto, no obstante haber aumentado el acervo de inversión directa que se origina en la Unión Europea en algo menos de 8 mil millones de dólares durante el bienio 1996-1997 —monto equivalente a un tercio de los flujos de inversión directa ingresada a este país en ambos años—, su participación en el acervo global se mantuvo alrededor del 34% del total (CEPAL, 1998). Algunos analistas consideran que esta valoración subestimaría la real participación de la inversión realizada por empresas de la Unión Europea en la economía de Brasil, lo que sería refrendado por el fuerte aumento experimentado por los montos de inversión que provienen de los denominados Centros Financieros del Caribe (Bahamas, Bermudas, Islas Caimán, Islas Vírgenes Británicas y Panamá, entre otros). Ésta, luego de representar un 11% del acervo total en 1995, pasó a constituir un 17,5% de la inversión directa acumulada en 1997. Es factible que un número no menor de operaciones de inversión directa llevadas a cabo por inversionistas europeos haya sido canalizado a través de los centros financieros mencionados. Por otra parte, la participación de los países miembros de la Unión Europea ha aumentado, asimismo, por efecto de la compra de empresas argentinas (YPF, Astra, entre otras) y chilenas (Enersis, Chilectra, Endesa, entre otras) por empresas españolas (Repsol y Endesa), que habían realizado fuertes inversiones en Brasil antes de su adquisición.

Dada la calidad de la información de que se dispone y sólo como referencia genérica, es posible afirmar que es probable que la participación de algunos países miembros de la Unión Europea en el acervo de inversión directa haya disminuido de modo importante, pudiendo ser éste el caso de Alemania, Italia y el Reino Unido, cuyas empresas no han estado especialmente involucradas en la privatización de las empresas de servicios públicos ni han protagonizado las tomas de control más relevantes. En contraste, los países que exhiben un incremento importante de su participación en la afluencia más reciente de inversión directa en Brasil corresponden, en general, al origen de las empresas extranjeras que han liderado este proceso (España, Francia, Países Bajos y Portugal), lo que de alguna manera ha estado asociado, además, con el ingreso de empresas transnacionales hasta entonces ausentes en la economía de Brasil, cuando no con el inicio de su expansión internacional.

En general, la participación de empresas originarias de algún país miembro de la Unión Europea en la privatización de las empresas de servicios públicos ha sido especialmente relevante, destacando no sólo por la cantidad de operaciones en las que han ejercido un protagonismo directo, sino, además, por los montos de capital que Brasil ha recaudado por este concepto. Para los propósitos de este informe, interesa revisar detalladamente la privatización de empresas eléctricas desarrollada entre 1995 y 1999 y de distribución de gas natural.

## **A. Inversiones en el sector electricidad**

Hasta mediados de 1999, la privatización del sector había abarcado principalmente a las empresas de distribución de energía eléctrica, reservándose el Estado brasileño casi el total de las

empresas generadoras y una parte sustancial de la transmisión (92,7% y 64%, respectivamente, en 1999), aunque se preveía la venta de 10 empresas generadoras para finales de 1999 con capacidad para producir 30 000 MW, esto es, el 64% de la capacidad total de generación de energía eléctrica que se dispone en este país. De hecho, con este propósito se subdividió en tres empresas generadoras la Companhia de Geração de Energia Elétrica de São Paulo (CESP): la primera mantuvo el nombre de la empresa de origen y sería privatizada en el 2000. Las otras dos empresas derivadas de CESP son la Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê —ya adjudicada en un 39% a AES Corporation en 473 millones de dólares— y la Companhia de Geração de Paranapanema, también adjudicada en un 39% a Duke Energy en 688 millones de dólares<sup>13</sup>. Además se creó una cuarta empresa sobre la base de los activos de CESP no vinculados a la generación, a cargo de la transmisión, que no será privatizada.

No obstante, el plan de privatización de empresas eléctricas generadoras fue suspendido durante el primer semestre de 1999 debido a la inestabilidad de los mercados financieros que se produjo como consecuencia de la crisis asiática y la fuerte devaluación de la moneda brasileña, lo que contribuyó a depreciar de manera importante los activos que se pondrían a la venta. Además, la gran cantidad de recursos judiciales que cuestionaban la venta de las generadoras de energía y la decisión del Gobierno de reestructurar el modelo de venta de las empresas estatales contribuyeron a aplazar la venta de las demás empresas de generación eléctrica. Sobre esta última materia, debe tenerse en cuenta que las autoridades brasileñas, luego de la adjudicación de dos de las generadoras que emergieron de la división de CESP, se formaron la opinión de que el modelo de privatización que hasta entonces se había seguido estaba agotado, anunciándose que en las sucesivas ventas de empresas de energía se procedería a fraccionar la oferta de los títulos accionarios en vez de transferir el control de las empresas a inversionistas con carácter de socios estratégicos. Por cierto, este cambio de la modalidad de privatización incidiría negativamente en la afluencia de inversión extranjera al sector vinculada a la privatización de las empresas eléctricas que resta vender cuando este proceso se reactive. Es probable, en consecuencia, que los nuevos flujos de inversión directa se relacionen con la instalación de nuevas plantas de generación y la compra de paquetes de acciones de empresas eléctricas ya privatizadas que se encuentren en poder de inversionistas locales, como ya ha ocurrido durante el bienio 1999-2000.

El marco general en cuyo ámbito se han tomado estas decisiones está atravesado por las crecientes demanda de energía que enfrenta Brasil. A mediados de 1999 las autoridades brasileñas estimaban que se necesitan inversiones anuales por 8 500 millones de dólares para garantizar el abastecimiento eléctrico de Brasil en los próximos años. El aumento del consumo y de la demanda de energía eléctrica obliga a Brasil a aumentar su generación de energía en 19 000 MW hasta el 2002, en circunstancias que las plantas termoeléctricas actualmente en construcción permitirá al país disponer de sólo 8 000 MW adicionales de energía eléctrica. Por ello se entiende que el Gobierno de Brasil haya anunciado rigurosos requisitos de desempeño a los inversionistas que se adjudiquen en el futuro las subastas de empresas generadoras en términos de programas de inversión y metas de crecimiento y haya adoptado varias medidas orientadas a estimular la iniciativa privada en la construcción de nuevas centrales termoeléctricas.

Entre las medidas impulsadas destaca aquella destinada a facilitar el financiamiento de la construcción de las nuevas centrales térmicas mediante el compromiso de Electrobras de comprar hasta un 30 por ciento de la energía que generen siempre y cuando las empresas logren garantizar la venta del 70 por ciento restante (Estrategia, abril 19 de 1999). Asimismo el Gobierno de Brasil ofreció créditos a los grupos privados que se interesen en participar en la construcción de las centrales termoeléctricas, además de subsidiar el precio del gas natural, que tuvo un significativo

<sup>13</sup> En enero del 2000, Duke Energy alcanzó un control del 95% del capital de la Companhia de Geração de Paranapanema mediante un desembolso adicional de 289 millones de dólares.

aumento como consecuencia de la devaluación del real frente al dólar (Estrategia, septiembre 30 de 1999). En febrero del 2000, el Gobierno anunció que concederá incentivos fiscales a las empresas privadas que participen en la construcción de medio centenar de centrales termoeléctricas, que se espera que generen 15 000 MW de los 26 000 MW que requerirá este país a partir del 2004.

La privatización de las empresas del sector eléctrico se inició en 1995 con la venta del 51% de Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA) a inversionistas locales en 386 millones de dólares (CEPAL, 1997), porcentaje que posteriormente se amplió a 97% mediante la venta adicional del 46% del capital accionario. Posteriormente, en 1999, un 36,6% de las acciones fue vendida a Electricidade de Portugal (EDP), empresa que afianzó de esta manera su presencia en la industria eléctrica de Brasil. En efecto, junto con participar en los consorcios que encabeza la empresa española ENDESA en el control de CERJ y COELCE, y en la propiedad de la Empresa Bandeirante de Energia —en conjunto con el grupo local Votorantin— la empresa portuguesa obtuvo una participación indirecta en el control de la Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (ENERSUL), adjudicada a ESCELSA cuando fue transferida al sector privado. En julio del 2000 la empresa portuguesa lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) sobre la Empresa Bandeirante de Energia con el propósito de aumentar su participación en la propiedad de la compañía, que ascendía a 56 por ciento luego de sucesivas compras realizadas después de adjudicarse en conjunto con el grupo Votorantin el 29,8% de las acciones por 859 millones de dólares.

Las transferencias más importantes han correspondido a las compras realizadas por un consorcio que encabeza Electricité de France y en el que participan también las empresas americanas AES Corporation y Houston Energy Industries. En el primer caso se trató de la compra del 50% de Light Serviços de Electricidade S.A., por el que se pagó 3 mil 93 millones de dólares. En el segundo caso se trató de la compra del 75% de Eletropaulo, Metropolitana Electricidade de São Paulo S.A. por 3 018 millones de dólares, operación que se hizo por intermedio de Light Serviços de Electricidade S.A. y que representó una participación proporcional de la empresa francesa equivalente a un desembolso de 1 750 millones de dólares. En enero del 2000, la estadounidense AES Corporation se incorporó a la propiedad directa de Eletropaulo, comprando el 35,6 por ciento de su capital por 1 087 millones de dólares. Aunque una parte de la participación accionaria le fue transferida por Light Serviços de Electricidade, AES compró la mayoría de las acciones a la entidad estatal Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico y Social (BNDES).

Otra de las operaciones más importantes fue llevada a cabo por la empresa belga Tractebel, la que adquirió mediante compras sucesivas el 68% de la empresa Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (GERASUL) por un monto que se estima en 1 030 millones de dólares.

La empresa española Iberdrola se adjudicó la privatización de tres importantes empresas del sector eléctrico de Brasil: Compañía de Electricidad de Pernambuco (CELPE) Companhia de Electricidade do Estado da Bahia (COELBA) y la Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). De COELBA, la empresa hispana adquirió inicialmente, en conjunto con el Banco do Brasil y el fondo de pensiones Previ, el 65,6% de su capital en 1 598 millones de dólares, pagando una prima de 77% sobre el precio base fijado por las autoridades. En octubre de 1999 la empresa hispana, en conjunto con sus socios locales, lanzó una OPA sobre el 31,3 por ciento de las acciones de COELBA, careciéndose de información acerca de los resultados de esta operación.

A la vez, por intermedio de COELBA, Iberdrola pagó en conjunto con los demás controladores de esta última 606 millones de dólares por el 73,6% de COSERN, lo que implicó una prima de 74% sobre el precio base. En noviembre de 1999, la compañía hispana anunció la compra adicional de 19,53% de las acciones de COSERN por 66,3 millones de dólares. La compra se hizo a través de un consorcio formado principalmente por sociedades brasileñas con participación de capitales de la empresa española, entre las cuales figuran Guaraniana, COELBA e Iberdrola Energía.

En febrero del 2000, Iberdrola consolidó fuertemente su posición en el mercado eléctrico de Brasil al adjudicarse la licitación del 79,62% de CELPE por 1 017 millones de dólares, también en conjunto con el Banco de Brasil y el fondo de pensiones Previ. En esta ocasión el consorcio liderado por la empresa hispana pagó el precio mínimo fijado. La compra de CELPE le permitió a Iberdrola pasar a controlar el 10,9% del mercado brasileño de energía y el 33% del sector norte y nordeste, y transformarse de este modo en el tercer grupo energético de Brasil.

CELPE es una de las últimas grandes empresas del sector norte y nordeste de Brasil que el Estado conservaba en su poder. Dado que suministra energía a 1,85 millones de consumidores, su compra le permitió a la empresa española casi triplicar sus clientes en este país, que ahora ascienden a 5,3 millones.

El hecho de que la mayoría de las compras de empresas eléctricas que ha realizado Iberdrola en América Latina corresponda a empresas brasileñas revela el alto interés de la empresa hispana por obtener una posición relevante en este mercado, donde la demanda por energía está creciendo más rápido que en España. El interés de Iberdrola en el mercado de Brasil queda de manifiesto asimismo en que el 60% de las inversiones de la compañía está realizando globalmente en el área de energía, incluyendo a España, se localiza en Brasil, aunque su objetivo de largo plazo es convertirse en el mayor generador privado de energía eléctrica en México y Brasil. Con este propósito la empresa española ha planeado invertir alrededor de 2.500 millones de dólares en América Latina durante el primer quinquenio de la década del 2000, especialmente en los dos mayores países de la región. En este sentido, resulta determinante la apertura del sector que puede producirse en México a raíz del cambio de gobierno. Por lo pronto, en Brasil, entre el 2000 y 2004 Iberdrola podría invertir 445 millones de dólares en expandir las conexiones de CELPE y construir en este país una nueva planta de generación eléctrica.

En Brasil, la notoria diversificación de las inversiones de Iberdrola sugiere que la estrategia de Iberdrola está encaminada al desarrollo de una empresa multiservicios en la zona del nordeste, donde sus inversiones en distribución de energía eléctrica -Coelba, Cosern y Celpe- y telecomunicaciones -Telebahía y Telergipe- se verán completadas en los próximos años con nuevos proyectos de generación eléctrica por un total previsto de 2.000 MW, que involucran una inversión que supera los 1 000 millones de dólares. Actualmente, la empresa tiene en marcha el proyecto de construcción de las centrales generadoras de Itapeví, en Bahía, y de Termoacu, en Pernambuco, que producirán en conjunto 2.000 MW de energía.

Otra de las empresas europeas que ha adquirido una presencia importante en la industria eléctrica de Brasil es ENDESA, de España, tanto por intermedio de sus operaciones directas o mediante alguna de sus filiales en la privatización de las empresas del sector, como a través de la toma de control —que realizó entre 1998 y 1999— del grupo de empresas chilenas que encabezaba el holding ENERSIS. Por ambas vías, ENDESA logró el control de la Companhia de Electricidade do Estado do Rio de Janeiro (CERJ) —compartido en este caso con Electricidade de Portugal—, Cachoeira Dourada y Companhia Energética de Ceará (COELCE). La privatización de estas tres empresas generó una recaudación para Brasil cercana a 2 533 millones de dólares. A mediados del 2000, la empresa española aumentó su participación de 60% que tenía en la propiedad de CERJ, luego de lanzar una OPA sobre el 40 por ciento restante y un desembolso de 172 millones de dólares.

**BRASIL: PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1995-2000***(En millones de dólares y porcentajes)*

Empresa adquirida	Porcentaje adquirido	Precio pagado	Comprador	Controlador
Espírito Santo Centrais Elétricas (ESCELSA)	51	386	IVENSA S.A.; GTD	Entidades financieras y fondos de pensiones
Light Serviços de Electricidade	25	...	Participações; Previ ;	Électricité de France; AES Corp.; Houston Energy
Cia. de Electricidade do Rio de Janeiro (CERJ)	50	3 093	Électricité de France; AES Corp.; Houston Energy	Endesa España; Electricidade de Portugal
Cia. de Electricidade do Estado da Bahia (COELBA)	70	587	Enersis; Chiletra; Endesa España; Electricidade de Portugal	Iberdrola y capitales locales
Cia. de Electricidade do Estado da Bahia (COELBA)	67,3	1 598	Iberdrola; Banco do Brasil; Previ.	Iberdrola y capitales locales
Cia. Norte – Nordeste de Distribuição de Energia Eletrica (CONDEE)	31,3	...	Iberdrola; Banco do Brasil; Previ	Capitales locales
Cia. Centro – Oeste de Distribuição (CCODDE)	...	1 490	Grupo Votorantim; Camargo Correa; Banco Bradesco	Capitales locales
Cia. Energética de Minas Gerais (CEMIG)	90	1 370	AES Corp.	AES Corp.
Cachoeira Dorada	33	1 100	Southern Electric; AES Corp.;	Southern Electric; AES Corp. y capitales locales
Dynamis Energética	94	714	Banco Opportunity	Endesa España
Cia. Paulista de Força e Luz (CPFL)	94	172	Endesa Chile; Edegel	Capitales locales
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (ENERSUL)	41,3	2 740	Grupo Votorantim; Camargo Correa; Banco Bradesco	Capitales locales
Centrais Elétricas Mato – grossenses (CEMAT)	75	566	Grupo Votorantim; Camargo Correa; Banco Bradesco	Entidades financieras y fondos de pensiones
Empresa Energética de Sergipe (ENERGIPE)	96	353	ESCELSA	Capitales locales
Cia. Energética do Rio Grande do Norte (COSERN)	86,4	525	Ineper; Grupo Rede	Capitales locales
Cia. Energética do Ceará (COELCE)	77,9	606	Cataguazes Leopoldina	Capitales locales
<b>Eletropaulo, Metropolitana Electricidade de São Paulo (ELETROPAULO)</b>	19,5	66,5	COELBA	Iberdrola y capitales locales
Centrais Elétricas Pará S.A. (CELPA)	55	868	Iberdrola Energía; Guaraniã; COELBA	Endesa España; Electricidade de Portugal
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	75	3 018	CERJ	Électricité de France; AES Corp.; Houston Energy
Cia. de Geração de Paranapanema	35,6	1 087	Electricité de France; AES Corp.; Houston Energy.	AES Corp.
Elektro Electricidade e Serviços	51,3	388	AES Corp.	CSW International y capitales locales
Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (GERASUL)	38,7	471	QMR Participações	AES Corporation
Empresa Bandeirante de Energia S.A. (EBE)	38,7	688	AES Corporation	Duke Energy
Empresa de Electricidade Vale Paranapanema	56,3	289	Duke Energy;	Duke Energy
Electronet	90	1 483	Duke Energy	Enron Corporation
Companhia Energetica de Borborena (CEB)	42,13	801,6	Terraço Participações	Enron Corporation
Cia. Paranaense de Energia	9,1	80	Tractebel; Southern	Tractebel
Companhia de Electricidade do Pernambuco (CELPE)	17	150*	Tractebel	Tractebel
Companhia Energetica do Maranhao (CEMAR)	29,8	859,4	CPFL y Electricidade de Portugal	Capitales locales y Electricidade de Portugal
	9	31	CSW International	CSW International;
	51	155	AES Corporation	AES Corporation
	75	45,3	Cia. de Força e Luz	Capitales locales
	7,5	14,2	Cataguazes-Leopoldina	Capitales locales
	7,5	14,2	Bco. Bradesco de Investimento	Capitales locales
	79,6	1 017	Bco. Bradesco de Investimento	Iberdrola y capitales locales
	86,3	290	<b>Iberdrola, Banco do Brasil, Previ</b>	<b>Pensylvannia Power &amp; Light</b>

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información extraída de América Economía, Estrategia, Diario Financiero, Wall Street Journal, Latin Finance y otros medios de prensa financiera especializada.



Los proyectos de construcción de plantas termoeléctricas ascienden a poco más de 4 500 millones de dólares y corresponden en general a iniciativas emprendidas por empresas estadounidenses, algunas de las cuales han obtenido ya una posición de mercado significativa en la distribución o en la generación de energía eléctrica. Así, por ejemplo, Enron Corporation está proyectando la construcción de dos generadoras termoeléctricas por un valor total de 1 200 millones de dólares, las que se abastecerán mediante una extensión del gasoducto con Bolivia, construido por la misma empresa. Enron Corporation —como se aprecia en el cuadro 5— se adjudicó por intermedio de su filial brasileña Terraço Participações el 90% de las acciones de Elektro Electricidade e Serviços, distribuidora de la energía generada por la Companhia Geração de Energia Elétrica de São Paulo (CESP). Otra de las empresas de energía de origen estadounidense que está construyendo una generadora térmica por un monto de inversión de 350 millones de dólares es AES Corp., vinculada asimismo al control de varias de las empresas eléctricas privatizadas en Brasil, lo que la convierte en uno de los actores más importantes del nuevo escenario generado por la privatización de parte importante del sector eléctrico de Brasil.

Los proyectos restantes corresponden a iniciativas emprendidas por las empresas estadounidenses Cogentrix (400 millones de dólares) y Bechtel (500 millones de dólares), y por algunas empresas de propiedad conjunta (*joint ventures*) constituidas por capitales locales y europeos. En este aspecto destaca el proyecto emprendido por la empresa anglo-holandesa Shell en conjunto con las firmas locales Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e Intergen por un monto de inversión total de 600 millones de dólares. Asimismo, la Electricidade de Portugal participa, a través de ESCELSA, en la construcción de otra planta termoeléctrica por 300 millones de dólares en conjunto con Petrobras y la Companhia Vale Rio Doce (CVRD). También la española Iberdrola adoptó este mismo esquema, asociándose con la estadounidense Florida Power & Light para la construcción de una planta de generación térmica por 200 millones de dólares.

## B. Inversiones en el sector hidrocarburos

En las áreas constitutivas del sector hidrocarburos las señales de apertura para la incorporación de inversionistas extranjeros fueron más débiles con respecto a las provistas en la actividad eléctrica. El ingreso masivo de las principales empresas transnacionales de ambas actividades está lejos todavía de la situación analizada en la industria eléctrica, en parte porque los mayores activos estatales del sector se incluyeron incluidos en el programa de privatizaciones sólo a partir de 1999 —con excepción de las empresas petroquímicas que fueron transferidas al sector privado entre 1993 y 1996—, y en parte por la importancia que se asigna a Petrobras y una petrolera estatal con visión trasnacional. No obstante, la incipiente apertura del mercado brasileño del petróleo y gas natural puesta en marcha en la segunda mitad de los años noventa bastó para despertar el interés de las mayores empresas transnacionales del sector, lo que las indujo a emprender las acciones preliminares orientadas a concretar una toma de posición en las actividades respectivas.

En marzo de 1999 se adoptaron un conjunto de medidas orientadas a privatizar el 31,7 por ciento de las acciones ordinarias de Petrobras (equivalente al 18,7% del capital total de la empresa), acordándose que el Estado mantendría en su poder el 50,1 por ciento de los títulos y el control de la petrolera estatal. Con el propósito de lograr la incorporación de un accionista estratégico —elegible entre las empresas internacionales del rubro—, se acordó permitir que inversionistas extranjeros adquirieran hasta el 49,99 por ciento de las acciones ordinarias con derecho a voto de Petrobras. Esto significó derogar las normas que establecían que tan sólo los ciudadanos brasileños naturales y con residencia comprobada en el país podían adquirir papeles ordinarios de la petrolera estatal y que ningún accionista privado podía adquirir más del 0,1% del capital votante.

Sin embargo, en octubre del mismo año, el gobierno brasileño cambió sus objetivos y decidió vender de modo fraccionado y desconcentrado el paquete accionario de Petrobras que deseaba privatizar, modalidad que dificultó la incorporación de un socio estratégico internacional a la propiedad de la empresa mencionada. Para tal efecto, el Gobierno decidió en febrero del 2000 la liberación del fondo de jubilación de los trabajadores de Brasil para que pudieran disponer de los recursos necesarios en el caso que optaran por comprar acciones de Petrobras. Además se acordó que los compradores que pagaran al contado obtendrían un descuento sobre el precio base, o bien podrían pagar los títulos en hasta seis cuotas, aunque sin obtener descuento. Asimismo se estableció que los inversionistas que operan en mercados bursátiles internacionales sólo podrán acceder a las acciones de Petrobras que no sean adquiridas en Brasil.

Las expectativas acerca de un descenso del precio del petróleo en los mercados internacionales luego de una prolongada fase alcista y varios derrames de crudo ocurridos en Brasil en julio del 2000 contribuyeron a que el Gobierno de Brasil no obtuviera los 4 500 millones de dólares que había estimado inicialmente por la colocación de las acciones de Petrobras, cuando el precio de la acción era 17% más alto respecto del precio efectivo al que finalmente se vendió el 31,7% de Petrobras. De acuerdo a lo informado por la empresa, en agosto del 2000 el Gobierno de Brasil recaudó 4 100 millones de dólares por la venta del 28% de las acciones con derecho a voto. Una parte mayoritaria (2 700 millones de dólares) correspondió a colocaciones en los mercados bursátiles internacionales, mientras que el resto (1.400 millones de dólares) se originó en las compras realizadas por inversionistas brasileños.

El ingreso de inversionistas extranjeros al sector de hidrocarburos de Brasil encontró una segunda vía en la licitación de campos petroleros que se inició en junio de 1999, aunque ésta contó con una activa participación de Petrobras en las dos oportunidades que éstos fueron subastados, adjudicándose la petrolera estatal la mayoría de los campos licitados más importantes.

En la primera ronda se subastó la concesión del derecho a explotar y producir petróleo y gas natural en 24 bloques, garantizándose que las empresas extranjeras que se adjudicaran los campos licitados no tendrían restricciones de reservas para el mercado interno ni tablas de precios fijados por la autoridad. Asimismo se estableció que la vigencia de las concesiones estaría relacionada con el cumplimiento de las etapas de exploración —que oscilan entre cuatro y nueve años—, y de producción. A partir de entonces, los contratos podrían tener validez hasta por treinta años, prorrogables en caso sea mantenida la productividad en cada área.

En la primera fase de adjudicación sólo se licitaron campos localizados en áreas submarinas, por lo que únicamente atrajo a las grandes petroleras multinacionales que dominan la tecnología de exploración en aguas profundas y que cuentan con los recursos suficientes para invertir en este tipo de proyectos. En esta primera fase se subastaron 24 bloques de explotación y producción de petróleo y gas natural, por un total de 132.176 kilómetros cuadrados, aunque sólo se vendieron once bloques por un monto total de 180 millones de dólares. De acuerdo con información de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), diez compañías extranjeras compraron áreas de explotación y comercialización de hidrocarburos, y pusieron fin a 45 años de monopolio de Petrobras, hasta entonces la única entidad autorizada para explotar yacimientos de hidrocarburos de Brasil. Las empresas extranjeras que se adjudicaron los campos licitados fueron: Agip, Amerada Hess, British Petroleum, Esso, Texaco, Unocal, British Borneo, Kerr McGee, Shell e YPF.

La segunda ronda de licitaciones se llevó a cabo en junio del 2000. En esta fase, el gobierno de Brasil obtuvo 260 millones de dólares y el compromiso de inversiones por otros 1 000 millones. La subasta captó la atención de 44 empresas del sector y supuso la concesión de los derechos de exploración y explotación sobre 21 áreas sedimentarias.

El control de los campos licitados permitirá a las empresas ganadoras posicionarse en el mercado de Brasil, país que durante 50 años mantuvo la industria de hidrocarburos bajo un férreo control estatal. Entre las empresas ganadoras de esta segunda fase destacan las brasileñas Marítima y Odebrecht, y las multinacionales Coastal Corporation, Unión Pacific, PanCanadian Petroleum y Shell, además de Petrobras. Cabe destacar, sin embargo, que en esta segunda fase, al igual que en la celebrada en 1999, la petrolera estatal brasileña se adjudicó el mayor número de áreas ofrecidas, lo que fue calificado por la ANP como ejemplo del interés que la industria local tiene en defender un recurso que se considera un bien nacional. Las áreas que despertaron el mayor interés entre los inversionistas fueron las conocidas como S-9, situada en el litoral de Santos, en el estado de Sao Paulo, que Petrobras se adjudicó con una oferta de 64,5 millones de dólares, y la S-10, emplazada en la misma zona, que la estatal obtuvo a un valor de 56,1 millones de dólares. (*Estrategia*, junio 9 del 2000).

El telón de fondo de la licitación de campos de petróleo y gas natural emprendida por el Gobierno de Brasil se relaciona con la necesidad de aumentar la producción de crudo y disminuir su dependencia de fuentes externas de abastecimiento, dada su condición de país energéticamente deficitario, lo que podría agravarse en el futuro conforme la proyección de demanda de energía que Brasil requerirá en los próximos años. Actualmente Brasil se ve obligado a importar 600.000 barriles de petróleo por día. En este contexto, Petrobras dispuso en 1999 un plan de inversiones de 4.000 millones de dólares en 1999 y de 6.000 millones en el 2000, para lograr la meta de autoabastecimiento en el 2005. Se estima que la subida del precio internacional del petróleo, el aumento del consumo de combustible en los últimos años, los programas para incentivar las ventas de automóviles y el aumento de la producción agrícola fueron los factores que impulsaron a concebir como necesario un plan de autosuficiencia.

Este plan inicial de inversiones de Petrobras será complementado con un segundo programa de inversiones a realizarse en el sector de hidrocarburos entre el 2001 y el 2005 por 26 900 millones de dólares. Estos capitales provendrían en un 70% de recursos propios y de financiamiento en el mercado internacional, mientras que el 30% restante sería aportado por empresas transnacionales en la explotación de los campos licitados. De acuerdo con el nuevo plan estratégico, que incluye las inversiones hasta el 2005 y algunas de las directrices que seguirá hasta el 2010, Petrobras dejará de ser, en cinco años, una empresa dedicada exclusivamente a producir petróleo y gas. Directivos de la empresa han señalado que las inversiones de Petrobras ya no están dirigidas exclusivamente al sector de hidrocarburos, sino que incluyen proyectos en el área de generación eléctrica, especialmente en termoeléctricas, y petroquímica, para los efectos de convertir a Petrobras en una empresa energética en su sentido amplio<sup>14</sup>.

Un tercer mecanismo a través del cual se están incorporando inversionistas extranjeros en el sector de hidrocarburos es el intercambio de activos que ha acordado realizar Petrobras para mejorar su posición en otros mercados, específicamente en Argentina. En julio del 2000, la estatal brasileña acordó con Repsol-YPF intercambiar activos por un valor superior a 1 000 millones de dólares.

Según dicho acuerdo, Repsol YPF recibirá el 30% de participación en la refinería de REFAP, situada en el sur de Brasil, que cuenta con una capacidad de 188.000 barriles por día y una red de estaciones de servicio concentradas en las regiones centro, sureste y sur de ese país. Las ventas de REFAP alcanzan los 480 millones de litros al año, además de contar con una participación del 10% en el campo Albacora Leste, uno de los mayores centros de crudo de Brasil. Con esta operación, Repsol YPF cumple con los compromisos de desinversión asumidos con Argentina tras la compra de YPF. Por otra parte, mediante este acuerdo, la compañía incrementa las

<sup>14</sup> Ver declaraciones de Henry Phillippe Reichstuck, presidente de Petrobras, a la Agencia F y recogidas por el Diario Estrategia, octubre 21 de 1999.

ventas de nafta y gas hasta los 680 millones de litros al año, que significa un aumento anual de 240%. Además, Repsol YPF fortalece su posición en Brasil, convirtiéndose en la segunda compañía refinadora del país con una capacidad cercana a los 60.000 barriles por día, siendo además la única compañía petrolera extranjera que está presente en dicha actividad en Brasil (*Estrategia*, julio 28 del 2000).<sup>15</sup> Al respecto, debe tenerse en cuenta que la empresa argentina YPF, el mayor grupo petrolero de Argentina y filial de la española Repsol desde 1999, había iniciado actividades en Brasil a principios de 1998 con la adquisición, por la suma de 27 millones de dólares, del 29,25% del capital de la refinería de Manguinhos en Rio de Janeiro, que controla la Wal Petróleo, Postos Wal y Wal Química.

Otra operación relevante de toma de control de empresas brasileñas en el sector fue la ejecutada por la petrolera española CEPSA<sup>16</sup>, a través de su filial Petresa, que adquirió por 151 millones de dólares el 72% de Deten, el principal productor de alquilbenceno lineal (LAB), un producto utilizado para la fabricación de detergentes en Iberoamérica. Sus instalaciones situadas en Camacari en el Estado de Bahía, cuentan en la actualidad con una capacidad de producción de 180.000 toneladas por año. Con esta adquisición, CEPSA consolidó su posición de liderazgo en el mercado del LAB y se convirtió en el mayor productor internacional, con una capacidad total de 500.000 toneladas por año (*Estrategia*, diciembre 24 de 1999).

La participación de inversionistas europeos en el sector de hidrocarburos no se ha limitado, por cierto, a las operaciones emprendidas por el consorcio Repsol-YPF, aunque no fue especialmente importante en la licitación de los campos petrolíferos hecha por la ANP. En particular destaca la participación de las empresas Agip, British Petroleum, British Borneo, Shell, además de Repsol-YPF en la adjudicación de los campos licitados, especialmente aquellos en los que la explotación de petróleo deberá hacerse en aguas profundas, teniendo en consideración que sus operaciones en Brasil conllevarán actividades asociadas con otras empresas europeas. Así, por ejemplo, Agip, principal grupo italiano del sector y sexto en Europa, tiene a Saipem/Saibos como su firma especialista en instalaciones de plataforma *off-shore*. Este consorcio lo constituyen las empresas italianas, Saibos Construcciones Submarinas y Saipem S.p.A., ambas del grupo ENI, que se instalaron en 1998 en Brasil para participar en la explotación de petróleo en aguas profundas.

En general, la inserción de las empresas europeas en la industria de hidrocarburos de Brasil se ha orientado a actividades más vinculadas a la distribución que a la exploración o explotación de hidrocarburos, especialmente de gas natural. Así, por ejemplo, la British Gas International pretende conquistar una posición destacada en el mercado brasileño a través de la participación en proyectos de distribución y de plantas que utilicen gas, así como en el gasoducto Bolivia-Brasil. Escogida por Petrobras como socia en el desarrollo del gasoducto, la BG participó en la construcción de la obra que llegará hasta la ciudad de São Paulo. De hecho, la BG ya invirtió más de 500 millones de dólares en el sector del gas en otros países de América del Sur. Es responsable del gasoducto que unirá Buenos Aires con Montevideo, con una futura expansión a Porto Alegre, un proyecto que tiene un costo de 450 millones de dólares. En Brasil, la BG también es integrante del consorcio BTB que está construyendo dos plantas a gas, de 450 MW, una al norte de Rio de Janeiro y otra próxima a Curitiba.

La participación de las empresas europeas en la satisfacción de necesidades crecientes de energía ha estado también marcada por su orientación hacia clientes industriales como primera prioridad de mercado, para luego atender las necesidades de consumo residencial, lo cual se relaciona estrechamente con las características de la demanda. Así, por ejemplo, el programa de

---

<sup>15</sup> Por su parte, Petrobras recibirá los activos de Eg3 en Argentina, que comprende una refinería con una capacidad de 30.500 barriles por día y más de 700 estaciones de servicio. De este modo, Petrobras adquiere el control de la cuarta empresa argentina de refinación y marketing, con una cuota de mercado cercana al 12%, dando un paso importante en su política de internacionalización.

<sup>16</sup> CEPSA es una empresa española controlada principalmente por TotalFinaElf y el Banco Santander Central Hispano, que abastece al mercado europeo desde España y a Estados Unidos desde Canadá.

expansión de Gaz de France en Brasil parte con un proyecto de co-desarrollo pasando al área industrial y finalmente al área residencial, consistiendo en programas que proyectan alimentar con electricidad sistemas de aire acondicionado en hospitales, hoteles y centros comerciales.

Empresas europeas que ya contaban con una fuerte presencia en Brasil están diversificando sus líneas de negocios en la industria de hidrocarburos brasileña. De hecho, el conglomerado anglo-neerlandés Shell está intentando alcanzar una inserción localizada territorialmente en el mercado del gas licuado (GLP). Presente en el mercado brasileño desde 1997, la rama gasífera de Shell es líder mundial en producción y distribución de GLP, con presencia en 65 países, donde produce un total de 6 millones de toneladas/año. En febrero de 1997, Shell Gas compró Petrogas, localizada en Campinas y con sucursales en Betim y Goiania. En un período de 12 meses abrió otras fábricas en Guarulhos, Duque de Caixas, Salvador, Canoas y Jequié na Bahia. Después de un año de funcionamiento, Shell Gas es la tercera empresa operacional de gas del Grupo Shell en el mundo.

El plan de la empresa anglo-neerlandesa es alcanzar el liderazgo en el mercado de Brasil, procurando obtener una participación del 15% de la producción en un plazo de cinco años. A mediados de 1998, la empresa inició un registro para la realización de contratos de franquicia para la distribución de GLP. La meta es lograr 350 franquicias en Brasil, antes del 2003.

La distribución de combustibles especiales en el mercado de Brasil constituye también una importante área de actividades para las empresas de origen europeo. El portafolio de negocios de Shell, que actúa en Brasil desde 1913, incluye 4.200 servicentros, que representan el 20,8% de participación en el mercado. Grandes industrias y empresas de transporte son los principales clientes de lubricantes y combustibles para la generación de energía. Actualmente, Shell cubre el 19 % del mercado brasileño, siendo líder en Rio de Janeiro y São Paulo. Líder mundial en lubricantes, posee en Brasil una de las mayores fabricas certificadas por la norma QS 9000. En el sector de la aviación, la empresa tiene el 42% del mercado nacional, con 54 puestos de abastecimiento de aeronaves en diversos aeropuertos.

La privatización de empresas de distribución de gas sí ha constituido un importante instrumento de penetración de inversionistas extranjeros a este segmento específico del mercado de hidrocarburos de Brasil. En 1997 se privatizaron Riogás y la Companhia Estadual Gás do Rio de Janeiro (CEG). Un consorcio liderado por Gas Natural de España —controlada por Repsol (45%) y por la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona “La Caixa” (24,9%)—e integrado por la estadounidense Enron Corporation; Iberdrola, la compañía eléctrica española; y Pluspetrol, una de las empresas filiales de Repsol en Argentina, se adjudicó el 56,4% de Companhia Estadual de Gas (CEG) y un 75% de Riogas, distribuidoras de gas natural de Rio Janeiro, por 576 millones de dólares.

En 1999, algunos gobiernos estatales comenzaron a privatizar también empresas de distribución de gas. En abril de 1999 un consorcio formado por la British Gas y el consorcio anglo-neerlandés Royal Dutch Shell se adjudicó la venta del 52,7% de la Companhia de Gás de São Paulo (COMGAS), la empresa de distribución de esa ciudad en 972 millones de dólares. Las petroleras invertirán 200 millones de dólares en Congas durante los próximos dos años. Con esta adquisición, ambas empresas pasaron a ser unas de las empresas más relevantes en el mercado de la energía de Brasil.



### III. Chile

---

En los últimos 20 años, Chile se constituyó en uno de los más importantes puntos de destino de las corrientes de inversión extranjera directa (IED) dirigidas hacia América Latina y el Caribe. De un flujo promedio de 527 millones de dólares durante los años ochenta, la economía chilena pasó a recibir un promedio de 1 670 millones de dólares durante el primer quinquenio de la década de los años noventa. En los últimos años esta tendencia adquirió todavía más fuerza, alcanzando la IED montos inusitadamente altos para una economía del tamaño de la economía chilena, promediando los cinco mil millones de dólares en el bienio 1997-1998 y superando los nueve mil millones de dólares en 1999.

Este notable aumento de los ingresos de IED ha involucrado una importancia creciente de la participación de los inversionistas extranjeros en distintos sectores de la economía chilena y en la propiedad de una parte importante de sus mayores empresas. De acuerdo con las cifras del Comité de Inversiones Extranjeras de Chile, el acervo de inversión extranjera ya totalizaba a fines de 1999 poco menos de 41 mil millones de dólares, monto equivalente a poco más del 56 por ciento del Producto Interno Bruto de la economía chilena de los últimos años.

El análisis de los principales proyectos de inversión directa en la economía chilena sugiere que los principales factores determinantes del incremento de la inversión extranjera se relacionan predominantemente con la búsqueda de posiciones dominantes en segmentos específicos del mercado interno y con la consolidación del proceso de expansión de la empresa inversionista en el mercado regional

o subregional, factores no excluyentes entre sí. Esto explica que el principal objetivo de los inversionistas extranjeros haya sido adquirir el control de empresas ya consolidadas en sus mercados respectivos y suficientemente internacionalizadas, con la excepción de las inversiones realizadas en la minería, actividad en la cual el objetivo de la inversión es el acceso a recursos mineros de mejor ley y a costos de producción más bajos que en el país de origen. Asimismo, en el caso de las empresas filiales de empresas transnacionales ya localizadas en la economía chilena, el grueso de la inversión extranjera se relaciona con el aumento de la capacidad y/o eficiencia productiva de las empresas filiales de inversión directa y, por tanto, con el propósito de consolidar o mejorar la posición de mercado que se ha alcanzado.

Más específicamente, el interés de los inversionistas extranjeros se ha volcado, además de los servicios financieros, hacia mercados de servicios de utilidad pública de características monopólicas o altamente concentrados, en los cuales la tasa de rentabilidad es notoriamente mayor a la posible de obtener en las economías de origen e, incluso, predeterminada en el marco regulatorio de la actividad. En un importante número de casos, la búsqueda de una posición dominante en un mercado específico ha estado asociada a inversiones orientadas a aumentar la capacidad y/o eficiencia productiva, especialmente en aquellos casos en los que la búsqueda de una posición dominante o de una mayor cuota de mercado no ha sido canalizada a través de la compra y absorción de competidores más débiles (por ejemplo, en las industrias bancaria, de seguros, de distribución y comercialización de gas licuado, entre otras) o mediante el desarrollo de nuevos negocios (gasoductos, telefonía móvil). Empero, el factor que ha tendido a predominar es aquél que se relaciona con la toma de control de empresas locales que han desarrollado en los años previos un importante grado de internacionalización, tomando posición en los principales mercados latinoamericanos en las industrias respectivas. En realidad es este último factor el que explica las principales operaciones de inversión directa en la economía chilena de los años más recientes.

El cambio substancial producido en los objetivos de las operaciones de inversión directa se reflejan en la distribución de las corrientes anuales de IED según su destino sectorial. La distribución sectorial del ingreso neto de IED durante los últimos cuatro años presenta importantes diferencias en relación con el período 1974-1996. Los aspectos más destacados son la menor participación de la inversión dirigida a la minería y a la industria de manufacturas, así como el notable incremento de los sectores electricidad, gas y agua, por una parte, y de servicios de otra naturaleza, por la otra.

En el sector electricidad, gas y agua el acervo de inversión extranjera aumentó desde un total de 93,4 millones de dólares a 6 855 millones de dólares, entre 1995 y 1999. En especial, destaca la participación de este sector en 1999, cuando la inversión extranjera destinada a esta actividad constituyó más del 50% de la IED recibida por la economía chilena.

El comportamiento de los principales sectores económicos receptores de la inversión directa en el último período consolida la tendencia observada en años anteriores respecto a una mayor diversificación sectorial de la inversión extranjera en Chile y a la creciente participación de los sectores de servicios en las corrientes de IED que habían empezado a quedar de manifiesto ya en 1996 y 1997 (CEPAL, 1998).

Las empresas más dinámicas de este proceso han sido empresas de procedencia europea tales como Endesa España, Repsol, Iberdrola y Tractebel, así como de origen estadounidense tales como PSEG Global, Sempra Energy, PP&L Global y Southern Energy Industries, las que han realizado cuantiosas inversiones destinadas predominantemente a la compra de empresas y activos del sector energía, especialmente del subsector electricidad. Más recientemente se ha producido la incursión de empresas españolas (Endesa España, Aguas de Barcelona e Iberdrola), e inglesas (Anglian Water y Thames Water) en el subsector sanitario, nueva área de interés de las empresas europeas en la economía chilena luego de su apertura al capital privado decretada por el gobierno chileno.



Por otra parte, Chile es uno de los países latinoamericanos en donde más fuertemente se ha diversificado el origen geográfico de los flujos de IED ingresados a su economía en la década de los años noventa. Junto con disminuir de modo considerable la importancia de la inversión procedente desde los Estados Unidos, aumentaron considerablemente los flujos de inversión procedentes de Europa, así como de otros orígenes no tradicionales tales como Australia, Canadá, México y Sudáfrica.

A fines de 1999, el acervo de inversión europea en Chile ascendió a 15 266 millones de dólares, lo que implicó que Europa constituyera el origen del 37,4 por ciento de la inversión extranjera acumulada en este país, superando por primera vez en los últimos cincuenta años a la inversión de origen estadounidense. Gran parte de la afluencia de capitales europeos se produjo entre 1996 y 1999, concentrándose en esos años el ingreso del 77,8 por ciento de la inversión europea acumulada en Chile en diciembre de 1999.

El principal origen europeo de la IED que ingresó a la economía chilena lo constituye España, país que a fines de 1999 ha acumulado inversiones por 8 254 millones de dólares, monto que equivale al 20,2 por ciento del acervo total de inversión directa y al 54,1 por ciento de la inversión europea acumulada a la misma fecha. Otros países que también constituyen puntos importantes de la inversión europea son el Reino Unido, Holanda y Francia, aunque con participaciones bastante menores a la española (entre 5 por ciento y 2,7 por ciento del acervo total).

En los últimos cuatro años, la inversión española experimentó un notable incremento, la que se erigió en el principal factor de dinamización de la inversión europea en la economía chilena. Hasta 1995, la inversión realizada por empresas españolas en Chile sumaba 780 millones de dólares y era inferior a la registrada por las empresas del Reino Unido, aunque superior a la del resto de los países europeos.

La evolución de las corrientes de inversión directa en la economía chilena, tanto de su origen geográfico como de su distribución sectorial, está vinculada estrechamente a la concreción de un reducido pero importante número de inversiones. Así, por ejemplo, el peso relativo alcanzado por España se explica por la compra del grupo Enersis por parte de ENDESA España, lo que significó la toma de control de Chilectra, ENDESA y TRANSELEC, entre otras empresas eléctricas localizadas en Chile y en algunas de las principales ciudades de América Latina. A fines de 1999, la inversión autorizada a ENDESA España ascendía a 4 945 millones de dólares, habiéndose concretado el ingreso de 4 453 millones de dólares. En consecuencia, las diversas operaciones que se hicieron en relación con la toma de control del grupo Enersis por parte de ENDESA España representaron el 54 por ciento del acervo de inversiones españolas existente en diciembre de 1999.

Además de las inversiones realizadas por ENDESA España, destacan la operación realizada por la Sociedad General Aguas de Barcelona (AGBAR), en conjunto con una de sus sociedades controladoras —Suez Lyonnais des Eaux—, a través de Inversiones Aguas Metropolitanas Ltda., que se relaciona con la compra del 40 por ciento del capital social de la Empresa Metropolitana de Obras Sanitarias, privatizada en 1999 en 960 millones de dólares. Otra de las operaciones destacadas corresponde a la compra sucesiva de bancos locales, administradoras de fondos de pensiones y entidades financieras realizadas por el Banco Santander (Banco Osorno y La Unión; Banco Santiago; AFP Summa, entre otras entidades).

Las mismas operaciones de toma de control de Enersis, ENDESA y demás empresas que constituían el principal *holding* eléctrico chileno, por una parte, y de EMOS, por la otra, explican la importancia adquirida por el sector de electricidad, gas y agua en la distribución sectorial del ingreso neto de IED.

La concentración de la inversión directa española en un reducido número de proyectos contribuye fuertemente a que los flujos de inversión que provienen de ese país se concentren

sectorialmente en el sector de servicios de utilidad pública (específicamente, en electricidad, gas y agua), por una parte, y en el sector servicios financieros, por la otra. Esta misma concentración de la inversión española en un reducido número de operaciones contribuye a que su importancia sea diferenciada según el sector de destino en el contexto de la inversión extranjera directa en su conjunto.

## A. Internacionalización del sector electricidad

La inversión extranjera directa materializada en el sector electricidad, gas y vapor — ingresada al amparo del Decreto Ley Nro. 600—, ascendía a fines de 1999 a 6 365 millones de dólares. Este monto es equivalente a 15,6% del acervo total de IED en la economía de Chile a la misma fecha.

**Cuadro 9**  
**OPERACIONES DE INVERSIÓN DIRECTA EUROPEA AUTORIZADAS EN EL SECTOR**  
**ELECTRICIDAD, 1992-1999**

*(en millones de dólares)*

Inversionista	Empresa receptora	Inversión	Origen
ENDESA S.A.	Elesur S.A.	2.200,0	España
ENDESA Desarrollo S.A.	Elesur S.A.	1.515,0	España
ENDESA Internacional S.A.	Elesur S.A.	1.430,0	España
Tractebel S.A.	Tractebel Andes S.A.	275,3	Bélgica
Powerfin S.A.	Inversora Eléctrica Andina S.A.	75,1	Bélgica
Iberdrola Inversiones Ltda.	Iberoamérica de Energía (Ibener)	69,0	España
Iberdrola Inversiones Ltda.	Inversora Eléctrica Andina S.A.	30,0	España
Iberdrola Inversiones Ltda.	Inversora Eléctrica Andina S.A.	15,0	España
<b>Total</b>		<b>5 609,4</b>	

**Fuente:** Comité de Inversiones Extranjeras de Chile

La mayor parte de los capitales europeos comprometida en operaciones de inversión asociadas con la generación, transmisión y distribución de electricidad —algo más de 5 mil seiscientos millones de dólares— se concentra en un reducido número de proyectos y se relaciona con no más de tres empresas (ENDESA España, Iberdrola y Tractebel, la filial belga de la empresa francesa Suez Lyonnaise des Eaux) y dos países de origen (España y Bélgica).

Los objetivos de las operaciones de inversión consignadas en el cuadro 6 se relacionan principalmente con la toma de control de las empresas Enersis y ENDESA S.A. por parte de ENDESA España, de la Empresa Hidroeléctrica Colbún S.A. por parte de Tractebel, y de la Central Térmica de Tocopilla por parte de Tractebel e Iberdrola. Asimismo, la empresa Iberdrola comprometió una inversión por 69 millones de dólares en la construcción de una central eléctrica en la zona sur del país.

En particular, la mayor afluencia de inversión extranjera en este sector se concentró entre 1996 y 1999, período en el que se produjeron las operaciones de toma de control de los principales grupos de empresas eléctricas del país por parte de empresas extranjeras. La gran mayoría de éstos se habían constituido en la segunda mitad de los ochenta sobre la base de la privatización de las grandes empresas que dominaban la industria eléctrica chilena, emprendiendo posteriormente un fuerte proceso de internacionalización a partir de 1992. En general, se trataba de grupos de empresas que dependen de una sociedad del tipo *holding*, cuya propiedad se caracterizaba 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, constituidos a su vez por los ejecutivos que estuvieron a cargo de su privatización en la segunda mitad de los años ochenta.

En los últimos dos años, luego de la toma de control de Enersis y ENDESA, y de sus respectivas empresas filiales y coligadas por parte de Endesa España, se produjeron importantes cambios en la propiedad de las principales empresas eléctricas del país, especialmente en las áreas de distribución y transmisión eléctrica del Sistema Interconectado Central. La mayoría de estos cambios se relacionan con el interés de importantes empresas transnacionales del sector por insertarse en el mercado eléctrico latinoamericano, especialmente en los mercados subregionales donde se concentra el crecimiento más dinámico de la demanda energética, esperando por esta vía recuperar la rentabilidad perdida en sus mercados de origen. Parte de esta inserción pasa por lograr el control de las principales empresas eléctricas chilenas, las que contaban desde mediados de los años noventa con una presencia importante en la mayoría de los mercados eléctricos de América Latina en donde se había emprendido la privatización de la actividad. Desde esta perspectiva, tales cambios en la propiedad de las empresas chilenas forman parte de un proceso más complejo de reordenamiento del sector eléctrico al nivel regional a partir de la toma de posición de algunas de las principales empresas transnacionales de la industria energética mundial en América Latina. En este sentido, la toma de control de Enersis y sus filiales por ENDESA España no constituyó un hecho aislado, siendo más bien el inicio de un proceso que puso término a la expansión de las empresas eléctricas chilenas en el exterior.

Los cambios impulsados la consolidación de ENDESA España en la propiedad y control de algunas de las principales empresas eléctricas chilenas no sólo implicó que el grupo español afianzara su posición en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, a través de Enersis, ENDESA (Chile) y CHILECTRA, sino, además, la salida del negocio eléctrico de varios de los grupos empresariales locales que participaban en la propiedad de empresas eléctricas de menor magnitud que las agrupadas en el consorcio encabezado por Enersis. La mayoría de las veces esta salida de los grupos locales significó la emergencia o expansión de nuevos actores internacionales en el sector eléctrico chileno, aunque también dio lugar al crecimiento de algún grupo local que confió en poder hacer frente a los competidores internacionales y a su mayor respaldo financiero.

## **1. La toma de control de Enersis.**

La principal toma de control de empresas del sector se relaciona con la compra del grupo Enersis por parte de la empresa española ENDESA, la que se llevó a cabo en etapas sucesivas entre mediados de 1997 y mayo de 1999, a través de las cuales la empresa española obtuvo progresivamente el control mayoritario de las empresas del grupo. Inicialmente la empresa española obtuvo una participación minoritaria en el directorio de Enersis (tres de siete directores) sobre la base de la compra de un porcentaje relevante del capital del holding eléctrico (29 por ciento que luego aumentó a 32 por ciento), pero todavía insuficiente para ejercer el control de su gestión. Posteriormente, la empresa española obtuvo el control del directorio de Enersis mediante la compra de la mayor parte de la participación accionaria que estaba en poder de las administradoras de fondos de pensiones, las que en su conjunto superaban la participación del grupo de control que vendió a ENDESA España en 1997. Finalmente, en 1999 la empresa española consolidó el control del principal *holding* eléctrico chileno mediante la compra de poco menos de un tercio de las acciones de ENDESA (Chile) a través de Enersis, porcentaje que sumó al que ésta tenía en su poder, lo que le permitió alcanzar un 60 por ciento del capital de la generadora.

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 privatizadas adquiridas (v.gr., disminución de morosidad y de pérdida de energía por conexiones no autorizadas, entre otros aspectos), contribuyeron a despertar el interés de empresas europeas y estadounidenses por el control del principal *holding* eléctrico chileno.

El control del grupo Enersis significó para ENDESA España adquirir una presencia importante en los mercados eléctricos de Argentina (Costanera/CBA, El Chocón, EDESUR), Brasil (Cerj), Colombia (Betania) y Perú (Edelgel, Edelnor), además de las que constituían el grupo Enersis en Chile (ENDESA, CHILECTRA, Río Maipo, TRANSELEC, entre otras), las que agregó a las empresas ya adquiridas en Argentina, Perú, Venezuela y República Dominicana.

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 por ciento tras la adquisición de Cerj, la eléctrica de Río de Janeiro. 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.

Más allá de la polémica que esta transferencia suscitó en el ámbito local, su concreción ilustra las dificultades que pueden enfrentar las empresas latinoamericanas que iniciaron en los años noventa su internacionalización, especialmente cuando su dimensión las obliga a establecer alianzas estratégicas con empresas de fuera de la región más poderosas y de mayor respaldo financiero, debido a los requerimientos financieros que supone su expansión en mercados más grandes. En algunos casos, la internacionalización lograda contribuye a despertar el interés de competidores más fuertes, lo que puede derivar en su toma de control como una vía rápida de acceso simultáneo a distintos mercados y de neutralización de competidores.

En febrero de 1999 el directorio de Enersis —entonces controlado mayoritariamente 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 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 emprendido la puesta en marcha de las políticas de ajuste estructural. Esto ha determinado que el sector eléctrico, tanto en Chile como en América Latina, se ha vuelto más competitivo, tanto en la generación como en la distribución de energía. La mayor competencia en generación, el desarrollo de nuevas tecnologías y las crecientes exigencias sobre la distribución inducen no sólo 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, es razonable esperar que la sinergia de la integración vertical entre empresas generadoras y de distribución se debilite, lo que hace entendible la decisión estratégica 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.

La proposición del directorio de Enersis contradujo los intereses estratégicos de ENDESA España en relación con el objetivo de su expansión en América Latina. Para el grupo español el control de ENDESA Chile le resultaba vital —según explicó su presidente— porque las personas, las habilidades, el conocimiento práctico del negocio y los recursos físicos están localizados en la empresa generadora y en sus filiales, así como en Chilectra, y no tanto en Enersis, que es el sólo la empresa que administra el grupo de empresas que constituye el principal *holding* eléctrico del país y de América Latina (*Diario Estrategia*, enero 18 de 1998). En esa medida, la enajenación de Endesa Chile propuesta por el directorio de Enersis dejaba a ENDESA España 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 por ciento de Enersis en 1997.

Así, frente a la proposición del directorio de Enersis de enajenar su participación en la propiedad de ENDESA Chile, el grupo español opuso su intención de duplicar su participación en la propiedad de Enersis, obteniendo por esta vía el control de su directorio. Endesa España anunció una Oferta de Adquisición de Acciones (OAA) sobre el 32 por ciento de las acciones de Enersis, operación que en su conjunto le significaría desembolsar alrededor de 1 450 millones de dólares, que se agregaron a los cerca de 1.300 millones de dólares que ya había desembolsado en la Operación Chispas. Al materializarse con éxito esta segunda operación, Endesa España pasó a ser dueña de 63,9% del principal holding eléctrico chileno.

En mayo de 1999 se concretó la tercera fase del control del grupo eléctrico chileno por parte de ENDESA España, relacionada con la compra de ENDESA Chile, luego de una ardua competencia con la empresa estadounidense Duke Energy. En ese mes la empresa española tomó el control absoluto de la principal empresa generadora chilena, ENDESA S.A., mediante la compra de un 30% de sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago por 1 859 millones de dólares. Esta participación se sumó a la obtenida en 1998, lo que le permitió obtener el control del 55,28% del capital accionario de la empresa chilena. Simultáneamente ENDESA (España) 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 Chile, el control de ENDESA Chile permite una posición dominante en el mercado de la generación eléctrica: conforme a la situación previa a la venta, las ventas consolidadas de la mayor generadora chilena y sus filiales representaban el 58 por ciento de las ventas totales de energía en Chile, lo que significaba una generación de 13 325 GWh, con una potencia instalada total cercana a 3.300 MW. Por otra parte, el control de ENDESA Chile dio al grupo español el control del 100 por ciento de TRANSELEC, la compañía de transmisión eléctrica que maneja prácticamente todas las redes troncales que conducen la energía en el Sistema Interconectado Central. Posteriormente esta empresa fue transferida a Hydro Québec con el propósito de reducir el endeudamiento alcanzado por las filiales chilenas de ENDESA España. Asimismo, el control de ENDESA Chile dio a la empresa española el control sobre el 60 por ciento de Infraestructura 2000, compañía controladora de diversas inversiones en el área de la infraestructura vial.

La toma de control de ENDESA Chile por parte de la empresa española tuvo importantes efectos sobre la posición de mercado de ENDESA España en la industria eléctrica de varios países latinoamericanos. En Argentina, la toma de control de ENDESA Chile permitió al grupo español el control del 51,3 por ciento de Central Costanera, una de las centrales térmicas más importantes de Argentina, con una potencia instalada de 1 140 MW y ventas en 1997 de 8 811 GWh. También involucró que la empresa española asumiera el control del 52,8 por ciento de la Central Termoelectrónica Buenos Aires, con una potencia instalada de 320 MW, que fue inaugurada en 1997. Al control mayoritario de ambas centrales se agrega una significativa participación en la propiedad de Hidroeléctrica El Chocón (43 por ciento), complejo hídrico con 1 320 MW de potencia y ventas de energía por 3 994 GWh en 1997.

En Brasil, la toma de control de la empresa chilena implicó que ENDESA España asumiera el control de Cachoeira Dourada, empresa a cuya propiedad había ingresado ENDESA Chile en septiembre de 1997 —con una participación del 52,9 por ciento— cuando aquélla fue privatizada. Su capacidad instalada asciende a 658 MW, en un mercado donde la industria eléctrica tiene una potencia de 58 500 MW.

En Perú, por la vía señalada, ENDESA España tomó el control del 29,7 por ciento de las acciones de EDEGEL, compañía coligada de ENDESA Chile, que tiene una potencia instalada de 809 MW y ventas de energía por 3 167 GWh. Asimismo, en Colombia, la toma de control de ENDESA Chile implicó que la empresa española se hiciera del control del 74,9 por ciento de las

acciones de Central Betania, complejo con 540 MW de potencia y con ventas por 3 248 GWh, además del 19,6 por ciento de las acciones de EMGESA, lo que le permitió aumentar su participación en la propiedad de esta última sociedad, a la cual había ingresado en conjunto con ENDESA Chile en septiembre de 1997. La compañía colombiana tiene una potencia de 2 458 MW.

## 2. La expansión de Suez Lyonnaise des Eaux e Iberdrola

El ingreso de capitales europeos a la industria eléctrica de Chile ha tenido también por protagonista a la empresa francesa Suez Lyonnaise des Eaux, cuyos negocios en Chile abarcan la generación y transmisión eléctrica, el transporte y distribución de gas natural, la operación de servicios sanitarios y, la construcción y gestión de proyectos de infraestructura. A diferencia de Endesa España, el perfil de sus operaciones en Chile ha sido de baja notoriedad a pesar de haber ya invertido más de 1 000 millones de dólares en los distintos negocios en los que ha incursionado.

El ingreso de Suez Lyonnaise des Eaux a la economía chilena se produjo en 1996 por intermedio de su filial belga Tractebel. En marzo de ese año, un consorcio integrado por esta filial, además de la española Iberdrola y del grupo chileno Yaconi-Santa Cruz, ganó la licitación del 51 por ciento de la ex central Tocopilla de Codelco, pagando 178 millones de dólares por su control mayoritario. Actualmente, la central pertenece a Electroandina, la principal generadora eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), operada por Tractebel. Recientemente, la filial belga de Suez Lyonnaise des Eaux compró la participación minoritaria de la española Iberdrola y del grupo local.

En un comienzo, la participación efectiva de la empresa belga alcanzaba a sólo el 16,25 por ciento de Electroandina, pero ello no impidió que fuese la operadora de la central adquirida.

**Cuadro 10**

**CHILE: PRINCIPALES ADQUISICIONES DE EMPRESAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR  
INVERSIONISTAS EXTRANJEROS, 1997-2000**

*(En millones de dólares y porcentajes)*

Empresa adquirida	Porcentaje adquirido	Precio pagado	Comprador	Controlador
Enersis	65,0	2.750	Elesur S.A.	Endesa España
ENDESA S.A.	34,7	2.155	Enersis	Endesa España
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELEC)	100	1.076	Inversiones HQI Transelect Ltda.	Hydro Québec International
Gener	80,0	1.056	AES Corporation	AES Corporation
Enerquinta S.A.	90,0	830	PSEG Global; Sempra Energy Group	PSEG Global; Sempra Energy Group
Empresa Hidroeléctrica Colbún S.A.	37,5	341	Electropacífico S.A.	Suez Lyonnaise des Eaux; Iberdrola; grupo Yaconi – Santa Cruz; grupo Matte
<b>Empresa Eléctrica de Melipilla S.A. (EMEL)</b>	66,7	214	PP&L Global	PP&L Global
Central Tocopilla	51,0	178	Electroandina S.A.	Suez Lyonnaise des Eaux; Iberdrola; grupo Yaconi – Santa Cruz
Compañía General de Electricidad (CGE)	8,6	140	PP&L Global	PP&L Global
Empresa Eléctrica Pullinque	100	52	Energía Chile S.A.	Fondo de Inversiones Scudder Latin American Power Fund; Energy Global International
Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.			Energía Chile S.A.	Fondo de Inversiones Scudder Latin American Power Fund; Energy Global International
Chilectra S.A.		-	Enersis	Endesa España
Eléctrica Río Maipo S.A.		-	Enersis	Endesa España
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELEC)	100,0	-	Endesa (Chile)	Endesa España

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información extraída de AméricaEconomía, Estrategia, Diario Financiero, Wall Street Journal, Latin Finance y otros medios de prensa financiera especializada.

A fines de 1996, también por intermedio de Tractebel y en conjunto con Iberdrola y los grupos locales Matte y Yaconi-Santa Cruz, la empresa francesa entró a la propiedad de la Empresa

Hidroeléctrica de Colbún, la tercera empresa generadora más importante de Chile, privatizada parcialmente y que opera en el Sistema Interconectado Central (SIC). Aunque inicialmente el consorcio pagó alrededor de 341 millones de dólares por un paquete accionario equivalente al 37,5 por ciento del capital social, la participación de Tractebel y del grupo Matte ha ido creciendo con compras de acciones en bolsa al margen de la propiedad que se detenta a través del consorcio. Actualmente, ambos grupos tienen de modo directo e indirecto (a través de Electropacífico, donde ambos son socios paritarios) alrededor del 46 por ciento del capital social de Colbún.

## B. Inversión europea en el subsector gas

Chile no es un país productor de gas natural y carece de las reservas del caso para constituirse en tal, lo que determina que la mayoría de las operaciones de inversión extranjera en este segmento de la industria de hidrocarburos se relacione con el transporte y comercialización del gas natural importado desde Argentina, aunque también se han producido importantes tomas de control de empresas locales distribuidoras de gas natural y licuado por parte de inversionistas extranjeros, especialmente españoles, estadounidenses y australianos.

Las autoridades chilenas estimaban a fines de 1997 que las importaciones de gas natural podrían alcanzar a 700 millones de dólares en el 2005 dadas las crecientes necesidades de energía que tiene la economía de Chile, en especial en la zona norte del país, generadas por la instalación de numerosas empresas mineras en los años noventa y la expansión de la industria cuprífera antes existente, unidades de producción intensivas en energía. El espectacular crecimiento de la actividad minera en los últimos años produjo un aumento en la demanda de energía eléctrica a tasas anuales superiores a dos dígitos en el norte de Chile y de 8% en la zona central, creando el espacio necesario para el desarrollo de nuevas fuentes de generación energética y, de paso, para una mayor diversificación del sistema energético chileno, basado predominantemente en la producción hidroeléctrica y en la generación térmica a petróleo.

De acuerdo con ello, se espera que el gas natural llegue a representar 28% del consumo de energía el 2005, desde el casi 1% registrado en 1997. De este modo, se estimaba que la inversión en proyectos de gasoductos podría alcanzar a 1 500 millones de dólares —monto que ya fue superado con creces antes del 2000—, con una declinación paulatina de la generación hidroeléctrica de 60 a 44 por ciento, y con una participación del carbón y el petróleo de 26 por ciento al año 2005.

En virtud del explosivo aumento de la demanda de energía en la zona norte del país y de las escasas posibilidades de generar electricidad con recursos hídricos, el mercado gasífero de esa zona ha sido intensamente disputado entre los principales grupos energéticos que operan en el país, los que han intentado integrar verticalmente el transporte y distribución de gas natural, vía gasoductos, con el desarrollo de centrales eléctricas de ciclo combinado a gas natural. Algunos de estos grupos operan también en las zonas centro y sur del país, aplicando estrategias de expansión similares.

Aunque se estima que hubo una reacción sobredimensionada de la oferta<sup>17</sup>, estimulada por una tasa anual de crecimiento de la demanda proyectada superior al 15 por ciento para el próximo quinquenio, el mercado gasífero nació altamente concentrado en virtud de las cuantiosas inversiones que involucra la construcción de cada gasoducto y de su escala de producción óptima, lo que devino en que adoptara específicamente una forma duopólica. De este modo, el mercado gasífero de la zona norte del país está a cargo de dos empresas (GasAtacama y NorAndino), ambas

---

<sup>17</sup> Los dos gasoductos y sus plantas generadoras asociadas, y la línea eléctrica proveniente de Argentina aportan hasta 2.300 MW de capacidad instalada adicional a partir de 1999. En 1998, el norte chileno consumía los 1.000 megavatios que producía y se esperaba que esa demanda creciera unos 600 megavatios adicionales en los próximos seis años. O sea, el norte de Chile tendría más del doble de lo que necesita (P. Bachelet, 1998).

de propiedad extranjera y vinculadas a algunos de los *holdings* eléctricos que controlan los segmentos más importantes de la industria energética chilena.

El primero de los gasoductos mencionados, GasAtacama, corresponde a un proyecto por 650 millones de dólares que desarrollaron las empresas CMS Energy, de Estados Unidos, y ENDESA, hoy parte del grupo ENDESA España, desde mediados de 1997 y que transporta gas natural desde el norte de Argentina<sup>18</sup>. Una parte importante del gas natural que se importa es vendida a la empresa Noreste Pacífico Energía (NOPEL), una generadora térmica de ciclo combinado a gas natural de 740 MW de potencia, filial de GasAtacama y controlada, por tanto, por CMS Energy y ENDESA. Ambas empresas controladoras del proyecto planificaron destinar otra parte del gas natural importado a PROGAS, también filial de GasAtacama y cuyo objeto social es la distribución del gas natural a través de redes en centros urbanos para propósitos de consumo industrial y residencial, incluyendo el transporte de vehículos motorizados.

Por otra parte, ENDESA está desarrollando el denominado proyecto Taltal, también vinculado al gas natural importado por GasAtacama, aunque al margen de su alianza con CMS Energy. De acuerdo con diversos antecedentes publicados en medios de prensa, el proyecto Taltal consiste en la construcción de una central termoeléctrica a gas natural (Compañía Eléctrica Taltal Ltda.), alimentada por un gasoducto específico (Gasoducto Taltal Ltda.). Asimismo, medios de prensa informaron que CMS Energy tenía planes para construir una central eléctrica en el norte de Chile, valorada en 100 millones de dólares (AméricaEconomía, mayo 21 de 1998).

El segundo gasoducto, Norandino (ex-Norgas), pertenece mayoritariamente a la empresa belga Tractebel —filial del grupo francés Suez Lyonnaise des Eaux— y a la empresa Eléctrica del Norte (EDELNOR), controlada por la estadounidense Southern Energy Industries (SEI). Tractebel obtuvo el control de Norandino luego de comprar la participación del grupo argentino Techint (33,33%) y a Inversiones Electroandina (33,33%), empresa chilena de la que también es socio y que se constituyó sobre la base de la Central Termoeléctrica Tocopilla, privatizada por la Corporación del Cobre (CODELCO), la empresa cuprífera estatal.

Del mismo modo que en el caso de GasAtacama, los controladores de Norandino han intentado integrar verticalmente el transporte y comercialización de gas natural importado desde Argentina con empresas relacionadas que operan en el mercado de la generación eléctrica y en el de la distribución por red de gas natural. Por una parte, Electroandina ha construido dos centrales eléctricas de ciclo combinado (Tocopilla y Coloso) y tiene en carpeta la construcción de una tercera, llamadas a constituirse en clientes principales del gasoducto. Por otra parte, EDELNOR proyectó la construcción de una central de ciclo combinado por un valor de 105 millones de dólares. Asimismo, Tractebel negoció su incorporación a la propiedad de GasAntofagasta, en la que se asoció como accionista mayoritario con el grupo local Yaconi-Santa Cruz y la empresa petrolera estatal ENAP. La inversión asociada con la ejecución de este proyecto ascendió a 490 millones de dólares, los que fueron financiados con recursos propios en un 30 por ciento y mediante un crédito para proyectos sin historia (*Diario Estrategia*, noviembre 27 de 1997).

En la zona central del país se construyó el gasoducto GasAndes, el primero de los proyectos que entró en operaciones y que demandó una inversión total por 330 millones de dólares. La iniciativa corrió por cuenta de la empresa canadiense Novacorp, la que realizó diversas operaciones orientadas a integrar verticalmente el transporte y comercialización de gas natural importado desde Argentina y su distribución en Santiago a través de Metrogas, a cuya propiedad ingresó con una participación minoritaria. En relación con ambos proyectos, Novacorp solicitó autorización para invertir 378 millones de dólares por intermedio de Nova GasAndes Gas Distribution Ltd. (83

---

<sup>18</sup> De acuerdo con los registros del Comité de Inversiones Extranjeras, en 1998 la empresa CMS Gas Transmission del Sur Company, filial de CMS Energy, invirtió 80,5 millones de dólares, siendo ésta la única operación de inversión directa relacionada con este proyecto. Las empresas receptoras de esta inversión fueron Inversiones Atacama Uno S.A. e Inversiones ENDESA Norte S.A.



millones de dólares), Nova GasAndes Power Ltd. (59 millones de dólares), y Nova GasAndes Gas Transmission (Chile) Ltd. (236 millones de dólares). Los receptores directos de los recursos financieros comprometidos fueron las filiales chilenas Nova Gas Distribuidora de Chile S.A., Nova Gas Generación de Chile S.A. y Nova Gas International (Chile) S.A., respectivamente.

El proyecto GasAndes en Chile tuvo su contrapartida en Argentina, lo que significó que Novacorp incluyera grupos empresariales locales de ambos países en las empresas constituidas para los efectos de su ejecución y administración. En el caso de la sociedad administradora del gasoducto en Chile, Gasoducto GasAndes S.A., su propiedad quedó repartida entre Novacorp International (46,5%), Compañía General de Combustibles, de Argentina, perteneciente al grupo Soldati (17,5%), GENER (13%), Metrogas (13%) y la empresa francesa TotalFinaElf (10%). En dicho marco, la empresa del grupo Soldati solicitó autorización para ingresar 40 millones de dólares en 1996, en tanto la empresa francesa lo hizo por 12 millones de dólares en agosto de 1998, cuando adquirió de Novacorp un 10 por ciento de Gasoducto Gas Andes S.A..

A diferencia de los proyectos gasíferos impulsados en la zona norte del país, en el proyecto de la zona central la vinculación entre la empresa importadora y transportadora del gas natural y la que asume su distribución era más débil, aunque no por ello inexistente. De hecho, la participación del principal grupo de control de GasAndes, Novacorp, en la propiedad de Metrogas era minoritaria y asciendía a sólo el 10 por ciento de su capital social. A su vez, como ya se indicó, Metrogas es accionista minoritario de GasAndes. Por otra parte, GENER participaba simultáneamente en la propiedad de GasAndes (13%) y de Metrogas (10%). Sobre la base de las participaciones consignadas de Novacorp y de GENER se creaban vínculos que se orientaban a asegurar, por parte de la empresa canadiense, la venta del gas natural transportado a Metrogas, y la compra del mismo insumo energético por parte de GENER para su planta de ciclo combinado localizada en Santiago.

Los cambios ocurridos en la propiedad de GasAndes y de Metrogas debilitaron considerablemente los vínculos mencionados. En 1999 Novacorp fue absorbida por la empresa canadiense TransCanada, la que anunció su decisión de concentrar su expansión en su mercado de origen y poner término, en consecuencia, a las operaciones realizadas por Novacorp en los países del cono sur latinoamericano. Esto significó que la participación de Novacorp en ambas empresas fuera vendida a distintos agentes, luego que TransCanada comprobara las dificultades de venderlas en un solo paquete. La participación mayoritaria que Novacorp tenía en GasAndes fue transferida a la empresa francesa TotalFinaElf en tanto un 4,35% de Metrogas fue vendido a Gasco, restando por vender el 5,65 por ciento sobrante, el que probablemente sea adquirido por Copec. A su vez, los directivos de GENER vendieron la participación de esta firma en Metrogas, la que fue adquirida por Copec, con lo cual puso término a la integración entre Metrogas y GENER, aunque conservaron la existente entre Gasoductos GasAndes S.A. y GENER. Originalmente la propiedad de Metrogas se había distribuido entre Gasco (40%), Novacorp (10%), Copec (10%), Gener (10%), Trigas (10%) y Lones Star (10%). Sucesivos aumentos de capital y opciones tomadas por los socios originales condujeron al retiro de Gener y de Novacorp, a un aumento importante de la participación de Gasco y de Copec y a la disminución de la participación de Trigas, del grupo Lipigas (Yaconi-Santa Cruz) y Lones Star<sup>19</sup>. Actualmente, la propiedad de Metrogas la detentan principalmente Gasco (51%) y Copec (35,85%), reduciéndose de modo considerable la participación de Trigas y Lones Star (7,5% entre ambas).

En consecuencia, desde la perspectiva de la participación de los capitales europeos en la industria gasífera, la operación más importante es la que se relaciona con el ingreso del grupo petrolero francés TotalFinaElf a la propiedad de GasAndes en el marco de la compra de las

<sup>19</sup> De acuerdo con el registro del Comité de Inversiones Extranjeras, la empresa estadounidense Lone Star Gas International Inc. ingresó aportes de capital en dos oportunidades en relación con este proyecto. En 1996 solicitó autorización para ingresar 30 millones de dólares y en 1999 pidió una segunda autorización por 7,6 millones de dólares.

participaciones que tenía la firma canadiense TransCanada en gasoductos de Brasil, Argentina y Chile, en una operación que involucró recursos globales por 440 millones de dólares. En el mercado local, esta operación significó que la participación de 10 por ciento que tenía TotalFinaElf en la propiedad de GasAndes sumó otro 46,5 por ciento, llegando a detentar por sí sólo el control mayoritario de esta compañía, con 56,5 por ciento de su capital social (*Diario Estrategia*, junio 26 del 2000).

En la zona central del país se construyó un segundo gasoducto, Electrogas, el que fue destinado a transportar gas natural hacia la Quinta región desde la localidad de San Bernardo, empalmado con GasAndes. Este proyecto fue impulsado por dos de los principales empresas de generación eléctrica que operan en el Sistema Interconectado Central (ENDESA y Colbún), lo que significó que los grupos controladores de ENDESA desestimaran en 1997 su participación en Gas Andes, empresa de la que había suscrito originalmente el 10 por ciento de su capital.

La construcción de Electrogas está relacionada estrechamente con el desarrollo de la industria eléctrica de la zona central del país, en particular con la necesidad de diversificar las fuentes de energía de ENDESA y Colbún, las principales empresas hidroeléctricas de Chile, especialmente expuestas a la variación de las condiciones pluviales del país, como quedó demostrado con la crisis energética que derivó de la sequía producida entre los años 1997 y 1999. Concretamente, el objetivo específico que se persiguió con la construcción de Electrogas por parte de sus impulsoras fue abastecer las plantas de ciclo combinado a gas natural de reciente creación: San Isidro<sup>20</sup> y Nehuenco. No obstante, entre los principales clientes de Electrogas figuran también las empresas Gas de Valparaíso (Gasvalpo)<sup>21</sup> y Energas<sup>22</sup>, las que emprendieron un ambicioso plan de conversión de las redes de distribución domiciliaria e industrial en la Quinta Región del país (*Diario Estrategia*, enero 13 de 1998; julio 18 del 2000; julio 24 del 2000).

Cabe subrayar que a pesar del control formal ejercido sobre la propiedad de Electrogas por empresas locales y que su construcción no involucró ingresos de inversión extranjera directa, este gasoducto está controlado mayoritariamente por inversionistas extranjeros. De hecho, el control efectivo de Electrogas lo detentan los grupos ENDESA España, por intermedio de Enersis y ésta por intermedio de ENDESA Chile (42,5 por ciento), y el grupo francés Suez Lyonnaise des Eaux, a través de Tractebel y ésta por intermedio de la empresa local Hidroeléctrica Colbún S.A. (42,5 por ciento). La empresa estatal ENAP tiene en su poder el porcentaje restante (15 por ciento).

En la zona sur del país se proyectó la construcción de dos gasoductos. El primero correspondió a un proyecto denominado GasSur, impulsado por Novacorp y que incluyó a Gasco. El segundo proyecto se conoció con el nombre de Gasoducto Trasandino o Transgas, impulsado originalmente por el holding eléctrico chileno Enersis en conjunto con la empresa Tenneco, de Estados Unidos. Ambos proyectos buscaban importar gas natural desde los yacimientos de Neuquén, localizados en Argentina, y transportarlo hasta la Octava región del país, pero mientras el proyecto Transgas emergía paralelamente al del Oleoducto Transandino para proveer de gas natural no sólo a la Octava región, sino también a la zona central, incluyendo la Región Metropolitana, e

---

<sup>20</sup> En este contexto, ENDESA S.A. transfirió en 1997 el 25 por ciento de la propiedad de la Compañía Eléctrica San Isidro por 20 millones de dólares a la empresa estadounidense Entergy Corp., la que realizó la operación a través de Entergy Power Chile Inc. y Entergy Power Chile S.A.

<sup>21</sup> A mediados del 2000, Gasvalpo fue vendida en su totalidad a Australian Gas Light por el grupo Lipigas (Yaconi-Santa Cruz), poniendo término a la alianza estratégica que habían celebrado ambos grupos en 1997, acuerdo que había significado el ingreso del grupo australiano a la propiedad de Gasvalpo (50 por ciento del capital) en operaciones sucesivas por 40 millones de dólares.

<sup>22</sup> Energas fue formada en 1997 por iniciativa de los grupos locales Fernández León (60 por ciento), a través de Chilquinta, y Angelini (40 por ciento), a través de Abastible, filial de Copec, como una sociedad distribuidora de gas natural de red que está diseñada para operar en las comunas de Casablanca, Limache, Villa Alemana, Quilpué, Valparaíso, Viña del Mar, Con Con, Quintero, Puchuncaví, Quillota, La Cruz, La Calera, Hijuelas, Llay Llay y Catemu, en la Quinta región del país. Con la venta de Enerquinta a las estadounidenses Sempra y PSEG Global en 1999, la participación que tenía el grupo Fernández León en Energas pasó a manos de las empresas estadounidenses.

involucraba una inversión mayor, el proyecto GasSur se limitaba a la Octava región en la medida que el mercado de la Región Metropolitana sería abastecido por el otro gasoducto impulsado por Novacorp a través de GasAndes.

En el proyecto GasSur, Novacorp comprometió en 1998 una inversión por 105 millones de dólares a través de sus filiales Nova Gas Sur Gas Distribution Limited y Nova Gas Sur Gas Transmission (Chile) Limited. Esta inversión sería recepcionada en lo principal por Nova Gas Sur Gas Transmission (Chile) y Cía. Ltda. (100 millones de dólares). A su vez, la inversión directa comprometida en Transgas por Tenneco, a través de EPEC Gas Chile Corporation y EPEC Gas Latin America Inc., ascendió a 213 millones de dólares. Esta inversión sería complementada con los aportes que realizarían las empresas argentinas Astra, Bridas, San Jorge, Pluspetrol e YPF (2,6 millones de dólares, en total), y British Gas (1 millón de dólares).

También se produjeron cambios en la propiedad de la empresa que llevaría a cabo el proyecto de Transgas, Gasoducto Transandino S.A. De ésta se retiraron las empresas argentinas y Enersis, aumentando su participación la empresa británica, la que en 1996 comprometió una inversión adicional por 9,7 millones de dólares a través de su filial BG Public Limited Limited Company. Posteriormente se produjo el retiro de Tenneco, hasta entonces el principal impulsor del proyecto, gestándose el ingreso de ENAP y de la empresa estadounidense El Paso Energy Company<sup>23</sup>. Esta última solicitó que se le autorizara una inversión por 90 millones de dólares que haría por intermedio de su filial El Paso Energy Pacífico Company, la que sería recepcionada por su también filial Triunion Energy Inversiones (Chile) Ltda. De esta manera, la nueva estructura de propiedad de Gasoducto Trasandino S.A. quedó conformada por El Paso Energy (50 por ciento), British Gas (30 por ciento) y ENAP (20 por ciento).

Desde un comienzo, la petrolera estatal ENAP se manifestó contraria a la idea de construir dos gasoductos, siendo partidaria de definir un proyecto común que aglutinara los intereses de ambos consorcios, junto a los de YPF, proveedora del gas y dueña de los yacimientos de Neuquén (*Diario Estrategia*, agosto 25 de 1997). Probablemente, con el propósito de facilitar la negociación entre las empresas involucradas en la ejecución de ambos proyectos, ENAP optó por comprar la parte de British Gas en la propiedad de Gasoducto Trasandino (*Diario Estrategia*, septiembre 1° de 1997), lo que determinó que la empresa británica se retirara de las negociaciones conducentes a la integración de ambos proyectos y a la formación de una sola empresa.

Después de una larga negociación se llegó al acuerdo —impulsado por la ENAP e YPF— de construir un solo gasoducto, lo que dio origen a la constitución de la sociedad Gasoducto del Pacífico S.A., destinada a transportar gas natural entre Neuquén, Argentina, y la VIII Región de Chile. La sociedad quedó integrada por Novacorp (30 por ciento), El Paso Energy (21,8 por ciento), Gasco (20 por ciento), ENAP (18,2 por ciento) e YPF (10 por ciento), quedando al margen Duke Energy, la que sólo opera como uno de los grandes clientes del gasoducto. Asimismo se estimó que el costo del proyecto ascendería a 400 millones de dólares y entraría en operaciones a fines de 1999.

Simultáneamente a la constitución de Gasoducto del Pacífico S.A., sus socios controladores crearon dos empresas relacionadas a la actividad principal, vinculadas a la distribución de gas natural y a la prestación de servicios asociados al uso del mismo. Una de las empresas adoptó el nombre de Gas Sur y quedó constituida por Gasco (70 por ciento), Novacorp (15 por ciento) y Sask Energy (15 por ciento)<sup>24</sup>. La otra empresa opera con la razón social de Servicio de Gas Natural

<sup>23</sup> A comienzos del 2000, El Paso Energy Corp., la mayor empresa de tuberías de gas natural de Estados Unidos, emprendió la compra de Coastal Corp. por 16 mil millones de dólares, lo que lo transforma en el tercer mayor productor de gas en Estados Unidos, poseedor de 58 000 millas de cañerías y el 70 por ciento de la población. (*Diario Estrategia*, enero 19 de enero de 2000).

<sup>24</sup> Sask Energy Corp., de Estados Unidos, comprometió en relación con este proyecto recursos de inversión por 5,5 millones de dólares a través de Sask Energy Chilean Holdings I Limited. La inversión fue recepcionada por Sask Energy Chilean Holdings Limitada.

(SGN) y su propiedad quedó en poder de Gasco (30 por ciento), Novacorp (30 por ciento), ENAP (25 por ciento) y Enagas, una de las empresas filiales de Lipigas S.A. (15 por ciento). De esta manera, las empresas Gasco y Novacorp aseguraron su participación en la propiedad y gestión de las empresas de importación y transporte del gas natural, por una parte, y de distribución y prestación de servicios, por la otra. A su vez, las empresas El Paso Energy e YPF concentraron su participación sólo en la importación y transporte del gas natural desde Neuquén hasta la Octava región del país.

La posterior absorción de Novacorp por TransCanada implicó que las diversas participaciones de la primera en empresas constituidas en Chile (Gas Andes, Metrogas, Gas Pacífico, Gas Sur y SGN) pasaran a manos de TransCanada. Como ya se explicó más atrás, esta última puso en venta los activos que Novacorp tenía en Chile y en otros países latinoamericanos, especialmente en el Cono Sur, parte de los cuales ya fueron adquiridos por la francesa TotalFinaElf en el marco de una operación que ascendió a 400 millones de dólares.

Aunque las empresas que controlan el mercado del gas licuado pertenecen mayoritariamente a capitales locales, debe subrayarse que en el período más reciente se han producido importantes cambios en la propiedad del principal holding de la actividad, Lipigas S.A., a cuya propiedad se incorporó YPF-Repsol en julio del 2000.

De acuerdo con información de prensa (*América Economía*, diciembre del 2000), la empresa española pagó 171 millones de dólares por el 45 por ciento del holding Lipigas, lo que le permite acceder al control de varias de las más importantes empresas distribuidoras de gas licuado de Chile y de países limítrofes: Lipigas S.A., Codigas, Enagas, Agrogas, Flamagas (Bolivia) y Limagas (Perú). Además, Lipigas S.A. participa como socio minoritario en la propiedad de Trigas (y por su intermedio en Metrogas) y de Gas Antofagasta, en donde mantiene una alianza con Tractebel.

**Cuadro 11**  
**CHILE: PRINCIPALES GASODUCTOS DE GAS NATURAL, SOCIOS CONTROLADORES Y GASTOS DE INVERSIÓN**

*(en millones de dólares)*

Gasoducto	Controladores	Inversión	Cobertura
Norandino	Tractebel (67%); Southern (33%)	490	Norte Grande
Gas Atacama	ENDESA España (60%) y CMS Energy (40%)	650	Norte Grande
Gas Andes	TotalFinaElf (56,5%); CGC (17,5%); Gener (13%); Metrogas (13%)	330	Región Metropolitana
Gas Pacífico	TransCanada (30%); El Paso Energy (21,8); Gasco (20%); ENAP (18,2%); Repsol – YPF (10%)	400	Octava Región
Electrogas	ENDESA España (42,5%); Tractebel (42,5%) y ENAP (15%)	...	Quinta Región

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información extraída de *América Economía*, *Estrategia*, *Diario Financiero*, *Wall Street Journal*, *Latin Finance* y otros medios de prensa financiera especializada.

El ingreso de Repsol-YPF a la propiedad del *holding* Lipigas significa la mayor operación realizada por el conglomerado en el negocio del *retail* del gas licuado en el Cono Sur. Esta operación la consolida como un actor de peso en el negocio de la energía en Chile, ya presente en el mercado local de distribución de combustibles derivados del petróleo, en el transporte de gas natural y de petróleo desde Argentina. En Chile, Repsol-YPF cuenta con una red de 108 estaciones de servicio y está presente en los negocios del crudo y gas natural a través de participaciones en las compañías Oleoducto Trasandino y Gasoducto del Pacífico. Asimismo, negocia una alianza estratégica con Enap para participar en proyectos conjuntos.

## IV. Colombia

---

En la segunda mitad de los años noventa, la afluencia de IED en la economía de Colombia experimentó un vigoroso aumento en relación con la primera mitad de la década y, principalmente, respecto a los años ochenta. El crecimiento se sostuvo hasta 1997, cuando la afluencia de IED registró un ingreso neto de 5 962 millones de dólares, monto que situó a este país entre los principales receptores de inversión extranjera en América Latina ese año. Durante el bienio siguiente, la afluencia de IED a Colombia inició una tendencia declinante, aunque en 1998 el monto ingresado (3 038 millones de dólares) fue notoriamente superior, de todos modos, al flujo promedio de la primera mitad de los años noventa. En 1999 la IED en Colombia disminuyó de modo ostensible, a raíz de los numerosos atentados a las instalaciones de empresas extranjeras en el sector petróleo, los que se sumaron a la creciente desregulación que se produjo hacia fines de la década en otros países productores de petróleo en la región, factores que contribuyeron a desviar inversiones hacia otras economías. También contribuyó a esta notable disminución de la afluencia de IED la casi completa paralización del programa de privatizaciones que el gobierno planificó ejecutar durante 1998 y 1999.

Asimismo, diversos factores permiten explicar la previa tendencia al alza de la afluencia de la IED ingresada a Colombia en el segundo lustro de los años noventa. En primer lugar, las varias modificaciones introducidas a comienzos de la década a la Decisión 24 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena significaron la eliminación o atenuación de varias de las restricciones que se habían interpuesto a la inversión extranjera, lo que permitió que se abriera el acceso a inversionistas extranjeros en áreas anteriormente restringidas

—especialmente en los sectores de hidrocarburos, energía, banca y telecomunicaciones— y que éstos pudieran emprender proyectos de inversión sin tener que cumplir la mayor parte de los requisitos de desempeño que la norma original establecía. En dicho marco se promulgó en 1995 la Ley de Privatizaciones (Ley Nro. 226), que estableció un procedimiento para la enajenación de la propiedad accionaria estatal, en conformidad con el Artículo 60 de la Constitución Política, que busca promover el acceso de los agentes privados a la propiedad de las unidades económicas. En el caso particular del sector eléctrico, se dictaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley Nro.142, de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley Nro.143, de 1994), que sentaron las bases legales para un sector más competitivo y regulado con criterios de mercado.

En segundo lugar, la vigorosa política de privatizaciones puesta en marcha por el gobierno colombiano a mediados de los años noventa —especialmente, de empresas mineras, de generación y distribución de electricidad, así como de gas y energía— contribuyó también a aumentar de modo determinante la afluencia de IED hacia este país. En tercer lugar, la veloz internacionalización emprendida por empresas españolas, chilenas, mexicanas y venezolanas, como parte de un proceso de posicionamiento regional en los distintos mercados locales de América Latina que permite operar a mayor escala y con más eficiencia, también incidió en el espectacular repunte de la afluencia de IED hacia Colombia que se apreció hasta 1997.

Durante los años noventa, conforme a la información proporcionada por el Banco de La República, el grueso de la IED ingresada entre 1990 y 1997 se dirigió principalmente a la explotación de yacimientos de petróleo (34%), generación y distribución de electricidad (22%), industria de manufacturas (17%) y banca (10%). Esta distribución global de las corrientes de IED según su sector de destino expresa un importante cambio respecto a los años ochenta, durante los cuales la IED se dirigió principalmente a la actividad petrolera y a la industria de manufacturas.

En la primera mitad de los años noventa, el sector petróleo predominó ampliamente como principal sector de destino hasta 1995, recibiendo poco menos de la mitad de las corrientes de IED que se dirigieron a ese país. Durante el bienio 1996-1997 y a pesar de haberse producido un aumento de los montos absolutos de inversión extranjera en este sector, su participación en la afluencia anual de IED cayó al 25% del total (21% en 1997). Otro sector que disminuyó considerablemente su participación relativa es la industria manufacturera, que luego de haber constituido el destino del 22% durante el período 1990-1995, cayó al 13,5% en el bienio siguiente (10,3% en 1997).

Durante los años en que se produjo la expansión de la IED en la economía de Colombia, la generación y distribución de electricidad emergió como la principal actividad receptora de inversión extranjera. Durante el bienio 1996-1997, este sector recibió 36% de la afluencia total de IED, participación que todavía fue más pronunciada en 1997, oportunidad que alcanzó a 47% del total.

El comportamiento de las corrientes de IED durante los años noventa también expresa cambios importantes en su origen geográfico. No obstante que EE.UU. ha continuado siendo la principal fuente de la inversión extranjera en Colombia, la importancia adquirida por la inversión procedente de los países miembros de la Unión Europea es creciente. De hecho, parte sustancial del aumento de los flujos de inversión extranjera obedece a la incursión de empresas provenientes de países que tradicionalmente no habían constituido un origen especialmente relevante de la IED —especialmente España y algunos países latinoamericanos— y que se concentraron en los sectores que se abrieron a la inversión extranjera, obteniendo en varios de éstos una posición de mercado dominante.

En los años más recientes, la importancia de la inversión europea en el origen del acervo de IED en Colombia se acrecentó todavía más por la vía de la toma de control que fueron objeto por

parte de empresas españolas algunas de las empresas argentinas y chilenas que habían realizado previamente cuantiosas inversiones en Colombia, especialmente en el sector eléctrico. De esta manera, parte importante del acervo de inversión extranjera registrado en Colombia como de origen latinoamericano corresponde, en realidad, a inversión europea teniendo en consideración la propiedad actual de las empresas latinoamericanas que realizaron algunas de las mayores operaciones de inversión de los últimos años.

Por otra parte, la importancia de la inversión europea puede ser incluso mayor si acaso se tiene en cuenta que algunas empresas europeas han triangulado sus operaciones de inversión directa por intermedio de filiales localizadas en países definidos como centros financieros, ubicados principalmente en El Caribe, lo que contribuye a que se subestime en las estadísticas oficiales los montos de inversión que provienen del país de origen de la empresa matriz.

## **A. Inversiones en el sector electricidad**

La irrupción de numerosos e importantes inversionistas internacionales en el sector eléctrico de Colombia, así como el ingreso de cuantiosos montos de inversión directa al sector —que en algunos casos, dio lugar a ingresos netos de capital que superaron en una sola operación los montos totales de inversión recibidos previamente en un año completo— están intrínsecamente vinculados a la privatización del sector a partir de 1996. De hecho, Colombia es uno de los países latinoamericanos donde la privatización de empresas del área de energía desempeñó un importante papel en la afluencia de inversión extranjera durante los últimos años de la década de 1990, luego que en este país se suprimieran las restricciones a la participación de agentes económicos privados en dicho sector.

Las autoridades de Colombia proyectaron la incorporación de inversionistas privados a la actividad eléctrica en dos etapas. La primera —ya casi culminada— la constituyó la venta de un porcentaje importante de la capacidad de generación eléctrica del país a través de la enajenación de activos de generación; la venta de acciones de EPSA; la reestructuración de la EEB con la creación y capitalización de CODENSA y EMGESA y la reestructuración de las empresas de la Costa Atlántica, con la creación y capitalización de Electrocosta, Electricaribe y Transelca. La segunda fase incluye la venta de las empresas transmisoras ISAGEN, ISA y doce empresas distribuidoras que operan en el centro del país, todavía pendiente.

La privatización de activos de generación abarcó la venta de las centrales de Chivor (1000 MW), Betania (500 MW), Termocartagena (189 MW), Termotasajero (150 MW) y tres plantas a gas, pertenecientes a Ecopetrol, de 40 MW de potencia cada una. Previo a su venta, las centrales fueron constituidas como sociedades y enajenadas de sus empresas de origen, con la excepción de Betania, que ya existía como empresa. Las acciones de Betania y de las demás empresas creadas se ofrecieron en su totalidad, en primera instancia, al Sector Solidario, antes de ofrecerlas al público en general.

En diciembre de 1996, el 86 por ciento de las acciones de Termocartagena fue vendido a más de 200 trabajadores, que pagaron cerca de 13 millones de dólares y el 14% restante fue adquirido por la compañía Electricidad de Caracas (EDC) en tres millones de dólares. Paralelamente, el 57 por ciento de las acciones de Termotasajero fue comprado por la Cooperativa de Trabajadores de Propal, el Fondo de Empleados de ISA y el Fondo de Empleados de la FEN, entidades todas consideradas dentro del sector solidario que cancelaron 17 millones por su participación. El 43 por ciento restante permanece en poder de la entidad estatal ICEL luego de rechazarse única oferta recibida por parte de un inversionista estratégico.

En contraste, la participación del sector solidario en las ventas de las generadoras Chivor y Betania fue mínima. La Central Hidroeléctrica de Chivor (99,9%) fue vendida a Energy Trade and Finance Corporation, filial de la empresa chilena Chilgener —hoy Gener— por un monto de 645 millones de dólares. Actualmente, el control de la generadora Chivor lo detenta la empresa estadounidense AES Corporation, que tomó el control de Gener en diciembre del 2000. A su vez, la Central Hidroeléctrica de Betania (99,9%) fue adquirida por el consorcio conformado por la empresa chilena Endesa y la empresa colombiana Corporación Financiera del Valle (Corfivalle), que pagaron 490 millones de dólares (incluyendo los compromisos de deuda por 200 millones de dólares con que se ésta se vendió). Debido a la toma de control del grupo chileno Enersis, empresa matriz de Endesa, por parte de su homónima española, la Central Hidroeléctrica de Betania forma parte del grupo hispano Endesa.

En mayo de 1997 se procedió a vender el 56,7 por ciento de las acciones de la empresa Energía del Pacífico S.A. (EPSA), surgida de la división de la Compañía del Valle del Cauca (CVC), que transfirió sus activos y negocios eléctricos a la nueva sociedad. Así, EPSA emergió como una empresa eléctrica integrada verticalmente que tenía en 1996 una capacidad de 1 029 MW de generación, alguna participación en la red de transmisión (2,1%) y distribuía y comercializaba electricidad a 230.000 usuarios finales en los alrededores de Cali. Las acciones de EPSA fueron adjudicadas al Consorcio integrado por las firmas Reliant y Electricidad de Caracas, que pagó 470 millones de dólares por la casi totalidad del paquete accionario licitado ante el escaso interés demostrado por los inversionistas institucionales (sector solidario) que tenían una opción de compra preferente. De acuerdo con información de prensa, Reliant sería una empresa filial de la firma estadounidense Houston Energy Industries. Las acciones restantes quedaron en poder de CVC (16%) y del gobierno regional (27%).

En el segundo semestre de 1997 se subastaron importantes paquetes de acciones de otras seis sociedades, entre las cuales destacan la Empresa de Energía de Bogotá —la mayor empresa del sector— y sus filiales más importantes, a saber, la Empresa Generadora de Energía de Bogotá (Emgesa) y la empresa distribuidora Codensa. Ambas empresas filiales de EEB tienen una posición dominante en los mercados de generación y distribución de energía eléctrica en esa ciudad, y se constituyeron a partir de la división de la Empresa de Energía de Bogotá que se produjo previamente a su privatización. La privatización de la Empresa de Energía de Bogotá fue considerada prioritaria para el éxito del proceso, dado el tamaño de la empresa y su alta participación en cada negocio del sector (2.166 MW de generación y alrededor del 22 por ciento de la distribución).

El consorcio constituido por Enersis, de Chile, y Endesa, de España, se adjudicó el 48,5 % de Emgesa, el 49% de Codensa y el 11% de la Empresa de Energía de Bogotá, por una suma total de 2 177 millones de dólares. Específicamente, el consorcio identificado se adjudicó Codensa en 1 226 millones de dólares. Adicionalmente, Emgesa fue vendida en 951,2 millones de dólares al consorcio constituido por Betania (empresa ya adjudicada a la chilena Endesa) y por la empresa española Endesa. Por otra parte, el 11% de la empresa matriz Empresa de Energía de Bogotá fue adjudicado en partes iguales a Enersis y a Endesa España por un monto total que ascendió a 282 millones de dólares, anunciándose que el 89% restante de EEB se mantendrá en poder del Estado colombiano.

Emgesa genera 2.968 MW, lo que representa una participación de 25% del mercado colombiano. En el área de distribución, Codensa atiende a 1,5 millones de clientes en Bogotá, lo que representa un tercio del mercado de esta ciudad. En 1996, Codensa tuvo una venta de energía que ascendió a 7.609 Gwh. De este modo, con la privatización de las filiales de EEB y la incorporación de inversionistas privados a la propiedad de la empresa matriz del principal grupo eléctrico de Colombia, cerca del 46 por ciento de la capacidad de generación del país (alrededor de



5 034 MW) quedó bajo la propiedad de empresas privadas, mayoritariamente extranjeras, al igual que el 27% de la distribución de energía eléctrica al nivel nacional.

Tras la venta de la principal generadora colombiana, Emgesa, el Gobierno anunció en septiembre de 1997 la venta de dos empresas generadoras regionales: Quindío y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (Corelca), de la que dependen nueve empresas distribuidoras de electricidad en los siete departamentos de la costa norte y en la isla de San Andrés. Asimismo se dispuso la venta al sector privado de las distribuidoras de energía Cauca, Chocó y Nariño y la reestructuración de la generadora Tolima, a realizarse en 1998. La determinación del Consejo de Política Económica y Social se habría adoptado debido a la ineficiencia de estas compañías eléctricas, aunque su situación financiera era muy diferente en cada caso. En general, las empresas incluidas en esta fase del programa privatizador del sector se caracterizaban por problemas de gestión, el incumplimiento de sus obligaciones financieras y la deficiencia en la calidad del servicio (*Estrategia*, 26 de septiembre de 1997)

**Cuadro 12**  
**COLOMBIA: EMPRESAS ESTATALES DEL SECTOR ENERGÍA ADJUDICADAS  
A INVERSIONISTAS EXTRANJEROS**

*(Millones de dólares corrientes)*

Empresa adquirida	Porcentaje adquirido	Precio pagado	Compradores	Controladores
CHIVOR	99,0	645	CHILGENER	AES Corp.
Energía del Pacífico S.A. (EPSA)	56,7	470	Houston Energy Industries / Electricidad de Caracas	Houston Energy Industries / AES Corp.
Hidroeléctrica Betania	99,9	490	ENDESA (Chile) / Corporación Financiera del Valle	ENDESA España / capitales locales
Eléctrica Termocartagena	100,0	16	Electricidad de Caracas / Sector Solidario	AES Corp. / capitales locales
Empresa Eléctrica de Bogotá	11,0	282	Enersis / ENDESA España	ENDESA España
Empresa Generadora de Energía de Bogotá (EMGESA)	48,5	951	Hidroeléctrica Betania / ENDESA España	ENDESA España
Electrocosta	65,0	227	Electricidad de Caracas; Energy Ventures Distribution; HEI Caribe 2	AES Corp. / Houston Energy Industries
Electrocaribe	65,0	297	Electricidad de Caracas; Energy Ventures Distribution; HEI Caribe 2	AES Corp. / Houston Energy Industries
Distribuidora Eléctrica Codensa	49	1226	Enersis / Chilectra / ENDESA España	ENDESA España
Gas Natural del Oriente S.A.	53	148	Gas Natural Latinoamericana	REPSOL
PROMIGAS	38,7	101	Enron Corp.	Enron Corp.
Colgas	...	...	...	...
Invercolsa	...	...	...	...
Terpel de Antioquia	...	...	...	...

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información extraída de América Economía, Estrategia, Diario Financiero, Wall Street Journal, Latin Finance y otros medios de prensa financiera especializada.

Corelca es la cuarta mayor empresa de generación en el país y participa activamente en los segmentos principales de la industria eléctrica de Colombia, teniendo participación en empresas generadoras, transmisoras y de distribución de energía. Dada su condición de empresa integrada verticalmente, las autoridades colombianas anunciaron que los negocios de generación, distribución y comercialización de energía serían segregados, de manera similar a como se procedió en el caso de la privatización de EEB; asimismo se sostuvo que el negocio de transmisión continuará bajo

control público. Esta compañía dispone de una capacidad efectiva de 1.300 megavatios y posee 1.030 kilómetros de redes de transmisión.

De acuerdo con ello, se constituyeron tres empresas: Electrocosta, a partir de los activos y pasivos de las antiguas empresas distribuidoras de Bolívar, Sucre, Córdoba y Magangué; Electrocaribe, a partir de los activos y pasivos de las empresas distribuidoras de Atlántico, Guajira, Magdalena y César; y Transelca, a partir de los activos y pasivos de Corelca asociados al negocio de la transmisión. Posteriormente se procedió a licitar de las empresas constituidas, quedando en poder de Corelca el 35 por ciento restante.

En agosto de 1998 fueron adjudicadas Electrocosta y Electrocaribe al consorcio integrado por la empresa venezolana Electricidad del Caribe y las estadounidenses Energy Ventures Distribution y HEI Caribe 2 —empresas filiales del grupo estadounidense Houston Energy Industries— por 227 y 297 millones de dólares, respectivamente. Por otra parte, el 65 por ciento de Transelca fue transferido a la empresa local ISA por 137 millones de dólares.

Respecto a Quindío, el Departamento Nacional de Planeación anunció la venta del 53% de esta compañía, aunque sin definir su valoración mínima. Esta eléctrica se dedica a la distribución y comercialización de energía en la región cafetera del país y cuenta con una demanda promedio de 367 GW al año. En cuanto a las distribuidoras de Cauca, Chocó y Nariño, el Estado posee más del 74% de ellas y atienden aproximadamente a 337.000 usuarios. Finalmente, cabe mencionar respecto a la empresa eléctrica Tolima, que se previó privatizar en el marco de su reestructuración a su filial Hidroprado (séptima más grande del país) y subastar los títulos en la empresa de distribución. Por diversos motivos ninguna de estas ventas se llevó a efecto.

En general, las empresas eléctricas privatizadas en esta primera fase fueron adjudicadas principalmente a empresas españolas, chilenas, estadounidenses y venezolanas. Posteriormente, los activos comprados por las empresas chilenas quedaron bajo el control de la española Endesa o de la estadounidense AES Corp., que acrecentaron por esta vía su posición en el control de las principales empresas eléctricas de Colombia. Algo similar ocurrió con las empresas adjudicadas a los consorcios que integró Electricidad de Caracas, adquirida posteriormente por AES Corp.

Los altos valores alcanzados por algunas de las empresas licitadas en Colombia es un tema que más de alguna preocupación produjo en los mercados financieros respecto a la velocidad de retorno de la inversión al comprometerse pagos que no se relacionan estrictamente con los flujos futuros al valor presente de las empresas compradas. De hecho, en la privatización de las empresas eléctricas de Bogotá, los dos consorcios integrados por Endesa España y Enersis sobrepasaron las expectativas del gobierno al ofrecer 900 y 340 millones de dólares por sobre el precio de referencia fijado por la administración estatal a cada empresa, respectivamente.

En alguna medida, el sobreprecio pagado expresa que, en la percepción de los inversionistas, la región ha cambiado su riesgo, haciéndose más atractiva, ordenada y estable políticamente, lo que se refleja en los crecientes flujos de capital. De esto se infiere que los altos precios alcanzados en las últimas ventas responden más a valores de orden estratégico que económicos. Así, lo que se ha estado pagando es la llegada a un mercado determinado en un contexto en que destacan necesidades de crecimiento, de diversificación y de contrapeso en relación con los más directos competidores.

## **B. Inversiones en el sector hidrocarburos**

Del mismo modo que en el sector eléctrico, la privatización de activos estatales, la introducción de cambios normativos en el marco regulador de la actividad y la aplicación de un programa de masificación del consumo de gas natural resultaron fundamentales para la mayor

afluencia de inversión extranjera al sector de hidrocarburos. En efecto, en las inversiones orientadas a la explotación y distribución de gas natural fue determinante, además de las medidas destinadas a desarrollar la demanda de gas natural, la decisión adoptada por la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL) a comienzos de 1996, de poner en venta su participación en ocho empresas de gas y energía, entre las que destacaban Promigas, Gas Natural del Oriente, Colgas, Invercolsa y el Terpel de Antioquia. El anuncio constituyó una clara señal para las empresas internacionales respecto a la actitud más decidida de las autoridades colombianas en relación con el permitir el ingreso de la inversión extranjera en áreas de las cuales había estado excluida hasta entonces.

La inversión europea ha sido especialmente gravitante en la mayor afluencia de inversión extranjera al sector de gas natural. En este sentido cabe destacar la operación realizada por la empresa española REPSOL, crecientemente presente en varios países de la región latinoamericana, que compró en 148 millones de dólares el 53% de Gas Natural S.A. —la principal empresa de distribución de gas natural sometida a privatización— a través de Gas Natural Latinoamericana y en sociedad con la también española Iberdrola.

Los inversionistas estadounidenses no han estado al margen de este proceso. Destacan en este sentido las operaciones emprendidas por Enron Corporation, una de las empresas de Estados Unidos que ha luchado denodadamente en los últimos años por alcanzar una posición sólida en el mercado energético de América Latina, compitiendo fuertemente con empresas europeas y estadounidenses por cuotas de mercado en distintos países latinoamericanos, especialmente aquellos que se ubican en el eje energético que se inicia en los campos de Cusiana de Colombia y termina en São Paulo, Brasil. A comienzos de 1996, Enron Corp, de Estados Unidos, compró por 101 millones de dólares el 38.7% de las acciones de la compañía colombiana de gas, PROMIGAS.

La afluencia de inversión europea al sector de hidrocarburos fue estimulada también por la decisión de ECOPETROL de forjar alianzas estratégicas con ET de la industria petrolera mundial para mejorar su capacidad de explotación de los yacimientos de petróleo y de gas natural localizados en Colombia, destacando especialmente las alianzas forjadas con empresas europeas en este ámbito. Así, por ejemplo, la empresa estatal colombiana se asoció con British Petroleum, Total, de Francia, y Triton Energy, de Estados Unidos, para construir un gasoducto de 2 000 millones de dólares que unirá los campos de Cusiana con la costa atlántica del país. De acuerdo con la información proporcionada por el Banco de la República, las actividades desarrolladas en esos campos durante el bienio 1996-1997 originaron un ingreso de más de 1 300 millones de dólares.

En este contexto de apertura hacia la inversión extranjera en el sector de hidrocarburos, la subsidiaria colombiana de British Petroleum ha emprendido una importante inversión por 600 millones de dólares en el campo petrolero de Piedemonte y en el desarrollo de la segunda fase de los campos de Cusiana y Cupiagua.

En marzo de 1998, la petrolera estadounidense Seven Seas Petroleum firmó dos nuevos contratos de asociación con la petrolera estatal de Colombia Ecopetrol, para realizar exploraciones en busca de petróleo y gas natural en la región del Magdalena Medio, en Colombia. Asimismo, Ecopetrol firmó contratos de exploración *offshore* por 22 años en la región caribeña de Colombia, con las petroleras Texaco, de Estados Unidos, y la anglo-neerlandesa Royal Dutch/Shell. Ese mismo año Ecopetrol firmó contratos de exploración "offshore" con las petroleras estadounidenses Amoco y Atlantic Richfield para dos bloques cerca de la costa caribeña del país. Las compañías estudian una inversión conjunta de 190 millones de dólares en la perforación de seis pozos durante el período 1998—2004. También las petroleras Maxus Energy Corp., de EE.UU., y Sipetrol, de Chile, firmaron un contrato de asociación con la estatal colombiana para la exploración y explotación de hidrocarburos en el bloque Madrigal, en Cundinamarca, Colombia.

Por su parte, la firma Esmerald Energy, compañía británica exploradora de petróleo, descubrió una reserva de más de 200 millones de barriles de crudo en el Valle de Alto Magdalena, Colombia. La compañía construirá un gasoducto y llegará a su producción máxima en el 2000.

No obstante las operaciones descritas, cabe señalar que la inversión extranjera en la industria petrolera colombiana está siendo afectada por tres ordenes de factores: la violencia política (700 atentados en las instalaciones pertenecientes a empresas extranjeras), la apertura del sector petróleo en otros países de la región, tales como Venezuela y Brasil, y la mantención de altas tasas de tributación, mayores a las existentes en otros países, factores que han contribuido a desviar los flujos de inversión petrolera hacia otros países, especialmente a Venezuela. A pesar de ello, la celebración de acuerdos de inversión en tareas de exploración y explotación entre la empresa estatal ECOPETROL y los inversionistas extranjeros ha contribuido a que éstas procuren mantenerse en territorio colombiano y no se produzca un desvío mayor de este tipo de inversiones hacia los países vecinos.

## V. México

---

En 1973 se instituyó por vez primera un marco regulador específico para la inversión extranjera directa en la economía de México mediante la promulgación de la Ley para Promover la Inversión Mexicana y Regular la Inversión Extranjera. En este cuerpo normativo se mantuvo el carácter restrictivo de la política nacional en materia de inversión extranjera al reservar la exclusividad de algunas actividades para el Estado y los inversionistas mexicanos. En particular, el Estado instituyó la exclusividad de las actividades vinculadas al petróleo y los demás hidrocarburos, la petroquímica básica, la explotación de minerales radioactivos y la generación de energía nuclear, la minería, la electricidad, los ferrocarriles, las comunicaciones telegráficas y radiotelegráficas, entre otras, para las que se fijaron normas específicas en algunos casos. El cuerpo legal excluyó asimismo la incursión de inversionistas extranjeros en actividades tales como la radio y la televisión, el transporte motor urbano, los transportes aéreos y marítimos nacionales, la explotación forestal y la distribución de gas, aunque sí se admitió la participación en éstas de empresarios privados nacionales (Rozas, 1996).

Por otra parte se instituyó en el mismo cuerpo normativo una participación máxima de 40% a 49% de inversionistas extranjeros en la propiedad de empresas y actividades relacionadas con la explotación y el aprovechamiento de sustancias minerales y productos

secundarios de la industria petroquímica, la fabricación de partes y componentes para vehículos automotores y otras que se señalaban en leyes específicas (Rozas, 1996).<sup>25</sup>

La fuerte crisis en la que estuvo inmersa la economía de México durante los años ochenta y el elevado endeudamiento externo que ésta contrajo en el marco de la crisis indujeron a las autoridades de ese país —como ocurrió en el resto de los países de la región, con excepción de Cuba— a replantear el papel de la inversión extranjera en el financiamiento del desarrollo en el contexto de la puesta en marcha de un acelerado programa de apertura comercial y financiera.

La nueva orientación se consolidó con mayor fuerza durante el período presidencial de Salinas de Gortari (1988-1994), cuando a la desregulación y apertura de la economía se agregaron amplios programas de privatización de activos estatales, esquemas de conversión de deuda externa en capital y la eliminación generalizada de subsidios directos e indirectos, así como de programas orientados hacia empresas, sectores y regiones específicas. En dicho marco, la Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras (CNIE) se convirtió en la principal institución en materia de políticas relacionadas con la inversión extranjera. Su trabajo normativo se tradujo en un importante aporte a la interpretación de la Ley de modo de concordar las normas en vigor con la posición del gobierno en estas materias mediante la dictación de un Reglamento de la Ley para Promover la Inversión Mexicana y Regular la Inversión Extranjera (Cepal, 1999).

La mayor apertura de la economía de México respecto a la inversión extranjera no ha significado la inclusión, hasta ahora, de los sectores energéticos, especialmente de las actividades relacionadas con la exploración, explotación y producción de hidrocarburos, así como de su refinación y distribución, aunque sí se ha comenzado a admitir la participación extranjera en nuevos proyectos de generación de energía eléctrica, y de transporte y distribución de gas natural. Así, esta mayor apertura ha sido canalizada por la vía de aceptar la participación de inversionistas extranjeros en la creación de nuevos activos que adicione de modo tangible una mayor capacidad de generación al sistema eléctrico en vez de la mera transferencia de activos existentes, cuyo impacto en su competitividad es menos apreciable en el corto plazo.

La permanencia de algunas restricciones legales a la inversión extranjera en ciertos sectores de la economía de México explica, en gran medida, la persistencia del perfil de la inversión extranjera en este país. Así, a pesar de que la afluencia de IED a este país ha registrado un crecimiento muy significativo en los últimos quince años, más de la mitad de estos tuvieron por destino el sector manufacturero y muy poco se dirigió a alguna actividad relacionada con la generación o distribución de energía (Cepal, 1998a). En los últimos años esta tendencia incluso se reforzó, de modo que el 61% de las inversiones extranjeras hechas durante el período 1994-1998 se concentraron en actividades manufactureras, especialmente en aquellas orientadas a los mercados de exportación. En este mismo período, un 37% de los flujos de IED se dirigió a los servicios, en particular al comercio y a los sectores financiero y de telecomunicaciones. Durante este mismo período cerca de dos tercios de la IED provino de los países miembros del Acuerdo de Libre Comercio de América del Norte, mayoritariamente de Estados Unidos (60% del total) (CEPAL, 1999).

En comparación con otros países de la región, la inversión europea tiene una importancia relativa menor. De la afluencia de IED registrada entre 1994 y 1998, los países de la Unión Europea constituyen sólo un 22% del total, correspondiendo los principales aportes al Reino Unido, los Países Bajos y Alemania.

---

<sup>25</sup> En general, en esta Ley se otorgaba al Estado poderes discrecionales para determinar en qué sectores y actividades la inversión extranjera no debería exceder el 49% del capital social de las empresas. No obstante, se permitía la participación mayoritaria de la inversión extranjera en proyectos específicos que, debido a sus características, se consideraban convenientes para la economía del país (CEPAL, 1999).

Las tendencias descritas no se modificaron mayormente en 1999, acentuándose más bien. De acuerdo con información emanada de la Secretaría de Comercio de México el 78 por ciento de la inversión extranjera directa captada en el primer semestre de ese año se destinó a la industria manufacturera. Asimismo, se indicó que el 68,5% de la inversión ingresada correspondió a operaciones de empresas de Estados Unidos y Canadá, y sólo el 25,2% a empresas de países miembros de la Unión Europea.

## A. Inversiones en el sector electricidad

México es la única economía importante de América Latina que no ha decidido que la privatización de la industria eléctrica constituya uno de los ejes centrales de su política energética. El telón de fondo lo constituyen las dificultades que ha avizorado el Estado mexicano para hacer frente a una mayor intensidad energética de su economía, creciendo el consumo de energía a tasas superiores al resto de la economía. De hecho, la Comisión Federal de Energía (CFE) ha previsto que la demanda nacional de energía eléctrica crecerá a una tasa promedio anual de 6% durante el período 1998-2007, aumento que tenderá a ser todavía más alto en las regiones industrializadas. Sin embargo, desde el principio de la década de los años noventa, la CFE sólo ha podido agregar anualmente entre un 3% y un 4% de capacidad de generación al sistema eléctrico mexicano. Como resultado, el margen de seguridad ante fallas en el sistema se ha reducido peligrosamente, lo que puede acentuarse en el futuro si acaso persiste el insuficiente nivel de inversión en el sector. Sobre la base de esta proyección, las autoridades mexicanas estiman que en los próximos seis años será necesario instalar una capacidad adicional de 13 000 MW —equivalente a más de la tercera parte de la capacidad actualmente disponible— y realizar fuertes inversiones en los sistemas de transmisión y distribución. (Secretaría de Energía, 1999).

En 1998 se envió al Congreso Nacional un proyecto de modificación constitucional para privatizar el sector eléctrico junto con autorizar la operación de generadoras independientes y de transportadoras de gas natural. El proyecto —que propone tres fases, la última de las cuales se pondrá en práctica a partir del año 2000—, considera la venta de las unidades de generación, transmisión y distribución de las dos empresas eléctricas del país: la Comisión Federal de Electricidad y, Luz y Fuerza del Centro. El papel del Estado se reducirá al de ente regulador del servicio. Asimismo, se anunció la modificación de la actual estructura de monopolio en el sector eléctrico para permitir una mayor participación a inversionistas privados y obtener los 35 mil millones de dólares que se necesitan para garantizar el servicio en los próximos diez años. De hecho, la Comisión Federal de Energía autorizó proyectos privados por 1600 millones de dólares y un monto similar para 1999. Para el período 1998-2007, el gobierno espera que los privados aporten no menos de 15.500 millones de la inversión total que se necesita en el sector. Mientras tanto, la CFE debió incrementar en 1998 sus programas de inversión en cerca de un 50% respecto de 1997, destinando 1.500 millones de dólares a nuevas obras.

En la actualidad, los inversionistas privados pueden participar en proyectos de generación de electricidad, tanto para vendérsela a la CFE como para suplir las necesidades de energía de la industria manufacturera mexicana, mediante la formación de sociedades de autoconsumo. Entre 1994 y 1998 se otorgaron 128 permisos, por un total de 5 445 MW —15,6% de la capacidad de generación instalada—, de los cuales 36 corresponden a diversas plantas de Petróleos Mexicanos S.A. (PEMEX), por un total de 1 718 MW (Secretaría de la Energía, 1999). En estos proyectos la participación de inversionistas extranjeros, en particular de Japón, Estados Unidos, Francia, España y Suiza, ha sido muy significativa (CEPAL, 1999). En 1999 otras siete empresas privadas fueron autorizadas para construir plantas de generación, que aportarán al sistema eléctrico de México una mayor capacidad del orden de 3 250 MW.

A pesar del predominio evidente de empresas estadounidenses en la ejecución de los proyectos de generación de energía eléctrica que se ha emprendido (ver cuadro 9), la participación de algunas empresas europeas en el desarrollo del sector ha sido especialmente relevante. Así, por ejemplo, entre los proyectos de capitales europeos destaca el desarrollado conjuntamente por las empresas Sithe Energies, de Suiza, y ABB Alstom Power, de Francia, que invertirán 277 millones de dólares en la construcción de una central termoeléctrica en el Golfo de México. La nueva central suministrará energía a trece plantas industriales de la empresa Cementos Mexicanos, Cemex, la mayor del país y la tercera más grande del mundo. La importancia de este proyecto radica en el hecho de constituir el primer proyecto privado de autoabastecimiento energético que se realiza en México. Para su ejecución, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aportará 75 millones de dólares en tanto la Agencia Francesa de Créditos para la Exportación entregará otros 100 millones de dólares. El resto del financiamiento (102 millones de dólares) será aportado por un grupo de diez bancos nacionales e internacionales. En tanto, la construcción de la termoeléctrica, que iniciará actividades a finales del 2002, estará a cargo de la compañía de ingeniería eléctrica ABB Alstom Power. Por su parte, Sithe Energies operará la central por un período de 20 años. Según los términos del proyecto, Cemex comprará todo el flujo energético que se genere y venderá los excedentes a la Comisión Federal de Electricidad. La misma empresa ABB Alstom Power, asociada esta vez con la japonesa Nissho Iwai, está a cargo de los proyectos Monterrey I y Rosarito 7, cuyo ejecución involucra una inversión levemente inferior a 800 millones de dólares y un aporte de 1.050 MW al sistema eléctrico mexicano.

Por otra parte, la empresa española Unión Fenosa invertirá 210 millones de dólares en la construcción de una central termoeléctrica de ciclo combinado en Naco Nogales, según informó en mayo del 2000 la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La empresa estatal mexicana formalizó el contrato bajo el esquema de productor externo de energía con la empresa hispana para la construcción de una central de generación de 258 MW, que entrará en operación en abril del 2003. De acuerdo con la condición de productor independiente de energía, la empresa hispana será responsable de invertir, construir y operar la planta y sus instalaciones asociadas por 25 años, y venderá la energía a la CFE. Unión Fenosa, presente en México desde 1997, ha invertido ya alrededor de 500 millones de dólares en este país.

Asimismo, Electricité de France (EDF) se adjudicó un contrato para la construcción, concesión por 25 años y el financiamiento de una generadora de ciclo combinado de 450 MW y 220 millones de dólares, en el estado de Tamaulipas. También Electricité de France se adjudicó la licitación para financiar, construir y operar una planta eléctrica de 129 millones de dólares en Saltillo.

También debe hacerse referencia al proyecto que está llevando a cabo Mecánica de la Peña, filial mexicana de Kvaerner, empresa noruega de ingeniería y construcción, consistente en la construcción de dos centrales eléctricas para Cogeneración Mexicana, que implican una inversión por 122 millones de dólares.

Finalmente, debe hacerse mención también de las actividades en el sector de las empresas Isolux Wat e Isolux de México, que integran un consorcio de ingeniería hispano-mexicano. Éstas recibieron la aprobación de la Comisión Federal de Electricidad de México para construir un conjunto de subestaciones y estaciones eléctricas en siete estados de ese país, a un costo de 45 millones de dólares.



**Cuadro 13**  
**MÉXICO: EMPRESAS EXTRANJERAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

*(En millones de dólares y megawatts)*

Proyecto	Consortios	Origen geográfico de inversionista	Fecha de licitación	Potencia MW	Inversión MMUS\$
Samalayuca II	General Electric; Bechtel Corp.; El Paso Energy; ICA-Flour Daniel	EE.UU.	1992	521.7	514
Mérida III	AES Corp.; Nichimen Corp.; Grupo Hermes	EE.UU.; Japón; Brasil	1996	531.5	293
Cerro Prieto IV	Mitsubishi	Japón	1996	100	132
Rosarito III	ABB Group; Nissho Iwai	Suiza; Japón	1996	550	400
Chihuahua	Mitsubishi	Japón	1996	417,8	326
Monterrey I	ABB Group; Nissho Iwai	Suiza; Japón	1996	489,9	396
Rio Bravo I	Marubeni	Japón	1998	568,6	274
Rosarito 7	Marubeni	Japón	1998	...	...
Hermosillo	Westinghouse	EE.UU.	1997	...	...
El Sauz (Bajío)	Westinghouse	EE.UU.	1998	475	304
Huinalá	Westinghouse	EE.UU.	1997	450	193
Hermosillo	Unión Fenosa	España	1998	252,7	116
Altamira II	Electricité de France (EDF)	Francia	1998	450	193
Saltillo	Electricité de France	Francia	1998	245	112

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información extraída de América Economía, Estrategia, Diario Financiero, Wall Street Journal, Latin Finance y otros medios de prensa financiera especializada.

## B. Inversiones en el sector de hidrocarburos

En la industria de hidrocarburos persiste en México el monopolio estatal, siendo el único país de la región en el que se mantienen barreras del tipo legal e institucional en todas las fases de la cadena productiva de esta industria al ingreso de inversionistas privados, especialmente extranjeros.

No obstante que las autoridades mexicanas optaron por mantener el carácter de monopolio estatal de PEMEX, la empresa mexicana exhibe diversas muestras del grado de internacionalización que ha procurado alcanzar en los últimos años mediante la celebración de alianzas estratégicas con empresas transnacionales del sector, la adquisición de unidades productivas localizadas en el exterior y una creciente diversificación de su oferta exportable, poniendo el acento en productos de mayor valor agregado. La predisposición a concertar alianzas estratégicas se puso de manifiesto, por ejemplo, en la adquisición del 3,5 % de la petrolera española REPSOL y con la creación de una sociedad de proyectos, coinversión y contratos de suministro de petróleo que le abrió nuevas perspectivas comerciales dentro de la Unión Europea. En la misma perspectiva destacan los diversos contratos de abastecimiento que PEMEX ha celebrado con empresas petroleras estadounidenses y de otro origen que operan en Estados Unidos. A lo anterior se sumó la constitución de MEXPETROL, en asociación con capitales privados, para exportar servicios y productos en proyectos de operaciones petroleras y en la industria petroquímica.

Esta política de internacionalización le permitió a PEMEX durante los años noventa concretar asociaciones estratégicas con diversas empresas de la industria petrolera. En 1992, PEMEX se asoció con Shell para ampliar su capacidad de refinación, adquiriendo el 50% de una refinería en Texas (Deer Park), con capacidad de 220 mil barriles diarios. A fines de 1998 se anunció que ambas empresas invertirían 300 millones de dólares en la ampliación de la capacidad

de producción de su empresa *joint venture* estadounidense, lo cual tiene que ver con la mejor posición de la empresa mexicana en el mercado de productos derivados del petróleo en ese país.

Asimismo, PEMEX exploró la posibilidad de concertar con la estadounidense Mobil una alianza estratégica con la refinería de Mobil en Beaumont, Texas, con objeto de procesar una mayor cantidad del crudo pesado Maya. Empero la petrolera mexicana terminó firmando en 1998 un contrato de abastecimiento a largo plazo con Clark USA, de Estados Unidos, para procesar 210.000 barriles diarios de petróleo pesado Maya, a partir del 2001, en su refinería de Port Arthur, Texas. PEMEX también firmó un acuerdo con Exxon, de Estados Unidos, para proveerle 65.000 barriles diarios de petróleo para su refinería de Baytown, Texas.

En un mundo en que el precio del petróleo oscila en rangos considerables y la producción no siempre se ajusta al crecimiento de la demanda internacional, la participación de los productores de petróleo en el mercado de Estados Unidos se está transformando en un factor crucial de poder de mercado debido al peso específico de EE.UU., cuyo consumo equivale a la cuarta parte de la producción mundial. Este parece ser el telón de fondo de las decisiones más importantes en materia petrolera adoptada por las autoridades mexicanas, que han conducido la internacionalización de PEMEX procurando mejorar la posición de la empresa mexicana en el mercado estadounidense.

La mitad del crudo que importa EE.UU. procede de otras partes del continente americano, donde sus principales proveedores son Venezuela, México, Canadá y Colombia. En cambio, el petróleo del Golfo Pérsico representa solamente la sexta parte de las importaciones estadounidenses. Aunque en los últimos años, Venezuela se convirtió en el principal proveedor de crudo de EE.UU., lo que indujo a que ese país sudamericano se propusiera duplicar su producción para superar los 6 millones de barriles por día, México también ha aumentado el volumen de sus exportaciones de crudo a EE.UU. De hecho, México terminó el año 1999 como segundo proveedor de crudo de ese país, con un promedio que superó en 50% sus exportaciones de 1993.

El fuerte aumento de las exportaciones mexicanas de petróleo al mercado de Estados Unidos se explica en parte por la decisión de las autoridades de México de mantenerse al margen de los acuerdos restrictivos de la OPEP en materia de producción. Esto contribuyó a que México aumentara su producción en un 20% en los últimos años, destinando cuantiosas inversiones a la explotación de sus yacimientos más productivos. Este logro es particularmente significativo, si se tiene en cuenta que la devaluación del peso en diciembre de 1994 sumió a este país en una de las recesiones más graves de su historia y que en México todavía no se admiten inversiones extranjeras para la explotación de crudo.

Por otra parte, debido a la crisis de las economías de Asia, EE.UU. ha cobrado más importancia como comprador de crudo, en contraste con los países miembros de la Unión Europea. De hecho, la mayoría de los especialistas estiman que las posibilidades de expansión del consumo energético en Europa, que es el segundo mercado más grande del mundo, seguirán estancadas. Esto explica el carácter de las operaciones emprendidas por PEMEX en relación con su internacionalización, más vinculada a empresas estadounidenses que europeas. Actualmente, Europa demanda alrededor de 15 millones de barriles por día, mientras que EE.UU. consume cerca de 18 millones.

En las decisiones mexicanas no sólo ha incidido la cercanía del mercado estadounidense y el aumento sostenido de la demanda de crudo que en éste se ha producido, sino, además, el hecho de que en el corto plazo, una participación elevada en el mercado estadounidense significa más poder para fijar precios al nivel internacional. De esta manera, en la medida que crece la producción de crudo en la región latinoamericana, muchos observadores del escenario petrolero consideran que los países exportadores de la región están en condiciones de alcanzar un poder de negociación mayor en la política de los precios del petróleo.

De acuerdo con el escenario descrito, en 1988 el gobierno decidió aumentar los programas de inversión de PEMEX en cerca de 50% respecto de 1997, los que estaban congelados desde la crisis de 1995. En 1997, sus gastos de expansión en operaciones apenas habían alcanzado a 5 300 millones de dólares. En 1998 éstos aumentaron a casi 8 000 millones de dólares. El 70% fue destinado a exploración y producción, especialmente a trabajos de perforación. Asimismo se anunció que PEMEX invertiría 1 350 millones de dólares entre 1998 y el 2000 en sus operaciones de gas natural y petroquímicas en el país.

La decisión de mantener el carácter de monopolio estatal de PEMEX no ha constituido un obstáculo para impulsar su modernización. Así, los directivos de la empresa petrolera llamaron a licitación a compañías locales e internacionales para la construcción de 23 nuevas plantas refinadoras y la modernización de otras 11, como parte de su plan de terminar su dependencia de petróleo importado para el 2001 y aumentar su capacidad de refinación de crudo Maya.

En consecuencia, la participación privada en el sector es escasa y se ha focalizado en la industria petroquímica en conformidad a lo dispuesto en la Ley para Promover la Inversión Mexicana y Regular la Inversión Extranjera. En dicho segmento la operación más importante pudo haber sido la privatización del 49% de Petroquímica Morelos —la mayor planta petroquímica de México, controlada por la petrolera estatal Pemex—, anunciada a mediados de 1998, pero que fracasó a comienzos de 1999 a pesar que los grupos empresariales locales Alfa —conglomerado petroquímico y siderúrgico— e Idesa habían sido precalificados para participar en la licitación anunciada.<sup>26</sup>

Entre las empresas europeas más dinámicas en este segmento de la industria mexicana destacan la petrolera angloneerlandesa Shell. Por intermedio de su filial química Shell Chemicals, la petrolera angloneerlandesa estudia la construcción de una planta de productos plásticos en la ciudad mexicana de Altamira. A su vez, y en conjunto con una de las empresas del grupo mexicano Alfa, Indelpro, contrató a ICA Flour Daniel, de capital estadounidense y mexicano, para diseñar y construir una planta de propileno en el norte de México, proyecto que está valorado en 40 millones de dólares.

En el sector del gas natural, el gobierno eliminó en septiembre de 1999 el arancel que gravaba la importación del gas natural desde EE.UU., lo que constituye una medida que favorece la rentabilidad de las empresas termoeléctricas en creación, que emplearán el gas natural estadounidense como su principal insumo cuando entren en operaciones y se incorporen al sistema eléctrico mexicano. Aunque el arancel era bajo, de apenas un 4%, en un negocio de márgenes tan estrechos como el energético la medida no deja de tener importancia para los efectos de la mayor competitividad de las nuevas empresas generadoras privadas.

Junto con ello, el gobierno de México ha entregado en concesión la distribución de gas natural en varias ciudades del país, las que deberán invertir cuantiosos recursos en la construcción de las redes de distribución o comprar las existentes que pertenecen a PEMEX. Entre las empresas que se han adjudicado las concesiones destacan las empresas europeas Repsol (a través de Gas Natural), Gaz de France y Tractebel, las que invertirán en conjunto alrededor de 300 millones de dólares en la distribución de gas natural en las ciudades de Monterrey y Querétaro, y en el Valle de México (ver cuadro 10). Probablemente, en el curso de los próximos años, la inversión extranjera en esta actividad aumentará considerablemente en México conforme el consumo del gas natural al nivel de usuario se extienda por el resto del territorio nacional.

<sup>26</sup> La subasta fue declarada desierta el 19 de febrero de 1999, luego que el conglomerado Alfa con su filial Alpek —único postor de la licitación—, declinó participar en la venta del 49% del capital social, porque el esquema de licitación no otorgaba "un nivel suficiente de participación activa" (Estrategia, febrero 26 de 1999).

Cuadro 14

## CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

(Millones de dólares)

Empresa	Controlador	Origen	Monto	Plazo	Ciudad	Año
NorAm Energy / Gutsa	NorAm Energy / Gutsa	EE.UU. y capitales locales	40	...	Río Panuco	1998
Gas Natural México	Repsol	España	220	30	Monterrey	1998
Proyecto de Energía de México	Lone Star	EE.UU.	186	30	Ciudad de México	1998
Mexigas	Gaz de France / Bufete Industrial	Francia y capitales locales		30	Valle de México	1998
Tractebel	Tractebel	Bélgica	47	...	Querétaro	1998
Westcoast Energy	Westcoast Energy	Canadá	235		Campeche y Camperell	1999

**Fuente:** CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, sobre la base de información extraída de América Economía, Estrategia, Diario Financiero, Wall Street Journal, Latin Finance y otros medios de prensa financiera especializada.

A mediados del 2000 los capitales españoles aumentaron fuertemente su presencia en la industria de distribución del gas. La empresa hispana Gas Natural, filial de la petrolera REPSOL, ingresó a la propiedad de la compañía mexicana Metrogas, la distribuidora de gas natural en la Ciudad de México, luego de adquirir el 42,65% de las acciones a la estadounidense Lone Star, operación que fue autorizada por la Comisión Reguladora de Energía. La participación de REPSOL se sumó a la que ya poseían la empresa española Hidrocantábrico (42,65%) y las empresas locales Diavaz y CCI, que suman el 14,7% restante.

La incorporación de Gas Natural a la propiedad de Metrogas complementa un plan de inversiones que la empresa española ha proyectado desarrollar entre el 2001 y el 2005 en la ampliación y mejora de su red de distribución, ascendente a 500 millones de dólares, con el propósito de consolidar a la empresa en el mercado mexicano de gas.

La inversión proyectada se utilizará en la instalación de una red subterránea de distribución de gas natural, de 850 kilómetros, así como en el mantenimiento de las existentes. Actualmente la compañía cuenta con 440.000 clientes. Mediante la ampliación de la red Gas Natural Mexicana intentará captar 90.000 nuevos clientes del tipo residencial, 2.500 comerciales y 905 en el sector industrial. De este modo Gas Natural Mexicana es una de las diez empresas españolas más grandes de México y luego de concretarse esta inversión será una de las compañías extranjeras con mayor importancia de México.

Por otra parte, la empresa belga Tractebel, filial de la francesa Suez Lyonnaise des Eaux, ganó a mediados del 2000 la concesión para distribuir gas natural en varios municipios de Jalisco. De acuerdo con su propuesta, la compañía invertirá 100 millones de dólares en el proyecto.

## VI. Perú

---

En el último quinquenio, los montos de inversión extranjera en la economía del Perú han aumentado de modo considerable. En contraste con los años ochenta, durante los cuales el ingreso neto promedio anual de IED fue de sólo 29 millones de dólares, la afluencia entre 1995 y 1999 superó los 2000 millones de dólares anuales.

El notable aumento de la afluencia de inversión extranjera en el Perú expresa con nitidez los resultados del programa de ajuste estructural y estabilización puesto en marcha por las autoridades peruanas en un contexto de creciente internacionalización de la economía mundial, lo que hace necesario identificar factores tanto internos como externos entre los principales determinantes de este incremento. Entre los factores externos destaca la creciente internacionalización de los mercados de la industria de servicios que han impulsado a algunas empresas a tomar posición en mercados distintos al de su economía de origen con el propósito de mejorar su posición competitiva en la economía internacional. Entre los factores internos destacan la mejoría del comportamiento de las variables macroeconómicas claves y un clima más favorable para la inversión extranjera, mediante la pacificación del país y la adopción de medidas que eliminaron los elementos más restrictivos de la normativa legal que reguló a la inversión extranjera hasta comienzos de los años noventa en el marco que fijaron la Decisión 24 del Acuerdo de Cartagena y sus posteriores modificaciones. Entre los cambios normativos más importantes sobresale la eliminación de gran parte de las restricciones a la inversión extranjera en actividades económicas específicas, en concordancia con la aplicación del principio de no discriminación entre inversionistas nacionales y extranjeros.

La principal vía de activación de la afluencia de la inversión extranjera fue la venta de empresas y activos estatales al sector privado, la que generó importantes oportunidades de negocios en el contexto del nuevo marco normativo que las autoridades peruanas fijaron con el propósito de atraer a los inversionistas extranjeros. Entre 1992 y mediados de 1999, la recaudación fiscal por este concepto totalizó la cantidad de 8 825 millones de dólares. Se estima que más del 70% de las empresas privatizadas fueron transferidas a inversionistas extranjeros, en especial las de mayor dimensión a cuya propiedad se impidió explícitamente el acceso a inversionistas locales<sup>27</sup>.

En los últimos dos años, la venta de empresas y activos públicos al sector privado ha disminuido su importancia en las corrientes de IED a este país, a pesar de lo cual la afluencia anual de inversión extranjera se ha mantenido en un rango que oscila en torno a los 2 000 millones de dólares. De acuerdo con lo informado por la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), la recaudación fiscal obtenida en 1999 por la venta de activos públicos al sector privado ascendió a sólo 300 millones de dólares, bastante menos de los 800 millones proyectados a comienzos del año. A su vez, en 1998 el monto recaudado había sido de sólo 250 millones de dólares. La reducción de la recaudación fiscal asociada a las privatizaciones se explica por la postergación de ventas de activos en el sector de energía, petróleo e inmuebles, además de la menor afluencia de capitales extranjeros que provocó la crisis de los países del sudeste asiático.

La distribución sectorial de las corrientes de IED registrada por la CONITE ha experimentado importantes cambios en los años noventa. Entre 1985 y 1987, el grueso de la IED se dirigió a la industria de manufactura, el comercio y a la banca, mientras que durante el período 1988-1992 la IED se dirigió de preferencia a la minería. A partir de 1994 y coincidiendo con la fuerte expansión de las corrientes de IED hacia el Perú, las actividades que han despertado más interés entre los inversionistas extranjeros han sido las telecomunicaciones, la generación y distribución de energía, la industria de manufacturas y la minería (CONITE, 1998).

La distribución sectorial de las corrientes de IED registrada por la Comisión Nacional de Inversiones y Tecnologías Extranjeras (CONITE)<sup>28</sup> ha experimentado importantes cambios en los años noventa. Entre 1985 y 1987, el grueso de la IED se dirigió a la industria de manufacturas, el comercio y a la banca, mientras que durante el período 1988-1992 la IED se dirigió de preferencia a la minería. A partir de 1994 y coincidiendo con la fuerte expansión de las corrientes de IED hacia el Perú, las actividades que han despertado más interés entre los inversionistas extranjeros han sido las telecomunicaciones, la generación y distribución de energía, las finanzas, la industria de manufacturas y la minería. A fines de 1999, la inversión directa acumulada se concentraba precisamente en esos sectores (CONITE, 1999).<sup>29</sup>

De acuerdo con la información registrada por la CONITE, aproximadamente el 66% de la IED acumulada a diciembre de 1999 en la economía peruana proviene de España, EE.UU. y el Reino Unido<sup>30</sup>. Durante los últimos años, España, Reino Unido, Holanda, Chile y China se han

---

<sup>27</sup> Ver entrevista al ministro de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales, Gustavo Caillaux Zazzali, en Diario Estrategia, septiembre 29 de 1997.

<sup>28</sup> De acuerdo a la legislación que norma la inversión extranjera en Perú, el registro de las operaciones de IED ante el CONITE es voluntario, debido a lo cual se producen diferencias importantes con las estimaciones de las corrientes netas de IED que realiza el Banco Central de Reservas del Perú. Considerando la afluencia de IED entre 1993 y 1999 registrada en la balanza de pagos, ésta asciende a 14 194 millones de dólares, pero la variación de la IED acumulada en el mismo período conforme a lo registrado por la CONITE alcanza a sólo 7 070 millones de dólares (49,8%). Según esta entidad, parte importante de esta cantidad (4 378 millones de dólares) incluye principalmente los ingresos generados por la emisión de ADR en el exterior.

<sup>29</sup> En diciembre de 1999, la IED acumulada en el sector comunicaciones ascendía a 2 153 millones de dólares y representaba el 25,1% del total. Mientras tanto, los sectores minería, energía, industria de manufacturas y finanzas habían recibido 1 642 millones de dólares (19,2%), 1 439 millones de dólares (16,8%), 1 380 millones de dólares (16,1%) y 1 022 millones de dólares (11,9%), respectivamente.

<sup>30</sup> En las estadísticas oficiales peruanas las inversiones procedentes de Inglaterra, Islas Vírgenes, Bahamas, Bermudas, Islas Caimán y Escocia se presentan como Reino Unido (CONITE, 1997), lo que podría implicar una importante subestimación de la inversión estadounidense y de algunos países europeos y latinoamericanos, frecuentemente canalizada a través de algunos de los centros

constituido en nuevos y destacados países de origen de la inversión extranjera ingresada al Perú, especialmente el primero, lo que ha redundado en el hecho de que empresas procedentes de tales países hayan alcanzado una importante presencia en algunos sectores de la economía (comunicaciones, servicios financieros y de generación y distribución eléctrica). La inversión acumulada que procede de los países miembros de la Unión Europea asciende a 4 752 millones de dólares y representa más del 55% del total general invertido en el Perú.

España es el principal origen de la inversión extranjera en Perú. Empresas de ese país han canalizado al menos 2 398 millones de dólares a la economía peruana, lo que representa un 28% del total acumulado de IED en ese país y algo más de la mitad de la inversión europea en este país. La mayor parte de la inversión española ha sido orientada a los sectores comunicaciones, en una proporción ascendente al 83,6% (2 004 millones de dólares), energía (8,4%) y finanzas (6,7%). Esto se explica básicamente por el registro del pago realizado por Telefónica de España en la compra de las acciones que el Estado mantenía en ENTEL Perú y la Compañía Peruana de Teléfonos; por las inversiones efectuadas por ENDESA España en el proceso de privatización de las empresas eléctricas; y por el aporte efectuado en diversas entidades financieras peruanas por algunos de los principales bancos españoles (Banco Bilbao Viscaya - Argentaria y Banco Santander Central Hispano), que desde fines de 1995 se han esforzado por alcanzar una destacada participación en el mercado bancario peruano en el marco de una estrategia de posicionamiento regional. La importancia de España en el origen de la inversión extranjera en el Perú ha aumentado considerablemente en los últimos dos años sobre la base de la toma de control por parte de empresas españolas de firmas argentinas y chilenas, tales como YPF, Pluspetrol, Enersis, Endesa y Chilectra, que habían realizado previamente importantes inversiones en el sector energía del Perú, específicamente en la industria de hidrocarburos y de generación y distribución de electricidad<sup>31</sup>.

A su vez, la inversión directa procedente del Reino Unido asciende a 1 461 millones de dólares (17,1% del total general de IED acumulada y 30,8% de la inversión europea en el Perú) y se destina principalmente a los sectores de minería (596 millones de dólares), servicios financieros (331 millones de dólares) e industria de manufacturas (208 millones de dólares). Empero, la inclusión en el registro del CONITE de las inversiones que provienen de los centros financieros del Caribe en las cifras que corresponden a los países que forman parte del Reino Unido sobrestima en cierto grado la participación del Reino Unido en la distribución sectorial que se analiza.

## A. Inversiones en el sector electricidad

Gran parte de la industria eléctrica fue privatizada entre mediados de 1994 y fines de 1998, transfiriéndose al sector privado las mayorías accionarias de las empresas que constituyen el 51% de la generación y el 66% de la distribución de energía eléctrica. En 1999 las autoridades peruanas decidieron completar la privatización de estas empresas mediante la venta de las participaciones minoritarias en el capital de empresas privatizadas que conservaban en su poder, concretándose durante ese año la venta de dos paquetes de acciones de EDEGEL: el primero, ascendente al 7% del capital, se vendió en 30 millones de dólares, y el segundo, ascendente al 5,4% del capital, en 24 millones de dólares; en ambos casos, los compradores fueron inversionistas institucionales. Otro paquete de acciones de la misma empresa, equivalente al 17,2% del capital, sería subastado en el curso del año 2000, con lo cual el Estado peruano pondría término a su participación en la

---

financieros del Caribe considerados en la agrupación realizada por CONITE, lo mismo que una sobreestimación de la inversión que proviene de los países que efectivamente constituyen el Reino Unido.

<sup>31</sup> La inversión realizada por empresas chilenas en relación con la privatización de cuatro de las empresas eléctricas del Perú asciende a 512,6 millones de dólares. Tres de estas operaciones fueron realizadas por empresas que fueron adquiridas posteriormente por Endesa España.

propiedad de EDEGEL<sup>32</sup>. Asimismo se transfirió ese mismo año el 30% de EGENOR S.A. a Duke Energy en un monto no especificado.

La privatización de la industria eléctrica requirió la definición previa de un nuevo marco normativo del sector, que se instituyó mediante la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 25844) promulgada en 1992. En este cuerpo jurídico se define el marco legal para la inversión en la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, así como la nueva estructura tarifaria y las bases de rentabilidad de los inversionistas en el sector, estableciendo la participación privada y la competencia entre las empresas del sector de acuerdo a las reglas del libre mercado. La finalidad de promover esta participación fue incrementar sustancialmente la oferta de energía y abastecer la demanda, considerando la calidad de servicio suministrado (CONITE, 1999).

En la Ley de Concesiones Eléctricas también se establece la forma bajo la cual deben ingresar a despachar energía las empresas generadoras de electricidad, esto es, ingresando primero aquellas firmas cuyo costo marginal sea menor. En este sentido, dado que el costo marginal del agua es cercano a cero, se asume que ingresan primero las generadoras hidroeléctricas, luego las empresas térmicas a gas y finalmente las térmicas a petróleo (residual y diesel).

Como resultado del proceso de privatización y de concesiones, este sector ha concentrado el 16.79% del acervo de inversión extranjera (1 439 millones de dólares). Los compradores, en su mayoría, son inversionistas privados extranjeros, en alianza con inversionistas nacionales, los cuales tienen participaciones minoritarias. Actualmente existen seis compañías privadas de generación y siete compañías privadas de distribución (ver cuadro 11).

En julio de 1994 las autoridades peruanas vendieron la mayoría accionaria (60%) de las distribuidoras de Lima, Luz del Sur y EDELNOR. En el primer caso, la empresa se adjudicó en 212,1 millones de dólares a Ontario Quinta AVV, sociedad de inversiones inscrita en las Antillas Neerlandesas perteneciente a la canadiense Ontario Hydro y a la chilena Chilquinta. En 1999, el grupo chileno vendió sus activos en el área de energía a las empresas estadounidenses PSEG Global, de New Jersey, y Sempra Energy Group, de California, en 580 millones de dólares, incluyendo el 37% de las acciones de Luz del Sur que estaban en poder de Chilquinta. En el segundo caso, la empresa se adjudicó en 176,5 millones de dólares a Inversiones Distrilima S.A., sociedad de inversiones constituida por la empresa chilena Enersis y su filial Chilectra S.A., que en conjunto obtuvieron un 32,6% de EDELNOR. Participaron también en esta sociedad de inversiones la española Endesa —que accedió al 18,2% de EDELNOR— y a capitales locales, especialmente el grupo Romero. Posteriormente, la toma de control de ENERSIS por parte de ENDESA España en 1999 permitió que la eléctrica española alcanzara el control del 50,8% de las acciones de EDELNOR.

En abril de 1995 las autoridades peruanas iniciaron la privatización de las empresas generadoras de electricidad, vendiendo el 60% de Cahua por 41,8 millones de dólares a la empresa local Sindicato Pesquero S.A., controlada por el grupo Galsky.

En octubre del mismo año, el gobierno peruano privatizó la segunda generadora más importante del país, adjudicando la venta del 60% de la generadora EDEGEL a la sociedad de inversiones Generandes Co. en 424 millones de dólares. Esta compañía pertenece principalmente a la estadounidense Entergy Corp., y a la chilena Endesa, dueñas de la mitad y del 43% de

---

<sup>32</sup> El programa de privatizaciones pendiente en el sector energía incluye la venta la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (Egasa) y de la Empresa de Generación Eléctrica del Sur (Egesur). La primera cuenta con seis centrales hidroeléctrica (168,78 MW) y tres centrales térmicas (48,81 MW), y abastece de electricidad a través del Sistema Interconectado del SurOeste (SISO). Por su parte, Egesur opera dos centrales hidroeléctricas (35,7 MW) y dos centrales termoeléctricas (19,2 MW). También destaca la privatización de la Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu (Egamsa), que registró un volumen total de producción energética en 1996 de 571,64 MWh. Esta sociedad transmite energía en dos líneas paralelas de transmisión de simple terna a un nivel de tensión de 138 Kv. (Estrategia, octubre 6 de 1997)



Generandes Co., respectivamente, lo que les permite una participación proporcional en la propiedad de EDEGEL de 30% y 25,4%. La calidad de filial de Endesa respecto de Enersis y la posterior toma de control de esta última por parte de ENDESA han determinado que también EDEGEL haya quedado situada en la estructura conglomeral de la empresa española.

En diciembre de 1995, las autoridades continuaron la privatización de las empresas generadoras vendiendo por 120 millones de dólares el 60% de la Empresa Térmica de Ventanilla S.A. (ETEVENSA) al consorcio Generalima, encabezado por la española Endesa. La alta participación de ENDESA España en la propiedad de Generalima (72,5%) le permite una participación proporcional en la propiedad de ETEVENSA equivalente al 43,5% del capital de la generadora peruana. En ese mismo mes, el gobierno peruano vendió la distribuidora de Chancay por 10,4 millones de dólares, la que posteriormente fue absorbida por EDELNOR.

En 1996, las autoridades peruanas culminaron el programa de privatización de las empresas generadoras con la venta de EGENOR y de la Empresa Eléctrica de Piura, manteniendo en poder del Estado la Central Hidroeléctrica Mantaro, la mayor del país. En junio se adjudicó el 60% de las acciones de EGENOR a la estadounidense Dominion Energy por 228 millones de dólares, empresa que vendió algo menos de la mitad de su participación a la chilena Gener en 123 millones de dólares un año después. En 1999, Dominion Energy y Gener vendieron sus respectivas participaciones a Duke Energy, el nuevo controlador de EGENOR. Por otra parte, en octubre se adjudicó el 60% de la Empresa Eléctrica de Piura al Consorcio Cabo Blanco, encabezado por Endesa España, por 19,7 millones de dólares. En este consorcio participan también el Banco Santander Central Hispano y las empresas peruanas Energía Andina y Peru Electricity Fund, probablemente en un esquema similar al definido para el control de ETEVENSA.

El resto de empresas privatizadas corresponde a distribuidoras eléctricas. En junio de 1996 se transfirió al sector privado la eléctrica de Cañete por 8,6 millones de dólares, la que posteriormente fue absorbida por Luz del Sur. También se privatizó Electro Sur Medio, adjudicándose por 51,2 millones de dólares el 98,2% de las acciones al consorcio Hica Inversiones, controlado por la empresa argentina IATE, la que obtuvo una participación proporcional en la propiedad de Electro Sur Medio de 50% de su capital accionario. En este consorcio participan varios inversionistas locales, siendo el grupo Tizón el que obtuvo una participación más destacada en la propiedad de la distribuidora privatizada (30%).

La privatización de las acciones controladoras de Electro Nor Oeste, Electro Norte Medio, Electro Norte y Electro Centro constituyó un cambio radical en la política seguida hasta entonces por las autoridades peruanas, determinándose que en la subasta sólo podrían participar inversionistas nacionales, sin perjuicio de admitirse la participación de empresas extranjeras con porcentajes minoritarios. Las cuatro distribuidoras fueron vendidas al grupo peruano Rodríguez Banda por 145,5 millones de dólares.

De la información expuesta se infiere que el programa de privatización de empresas eléctricas del Perú ha excluido, hasta ahora, importantes unidades de generación y las empresas de transmisión, lo que impide que las empresas que han obtenido posiciones expectantes en las áreas de generación y de distribución puedan completar la integración vertical de la cadena productiva vertebral del sector o que desarrollen comportamientos sin contrapeso en el ámbito de la generación. De todos modos, los resguardos adoptados han sido insuficientes para contener la notoria concentración horizontal que se ha estado produciendo tanto en la generación como en la distribución de electricidad. En especial, la posición alcanzada por Endesa España ha empezado a ser muy relevante en el área de generación por la vía del control de las empresas EDEGEL, Empresa Térmica de Ventanilla (ETEVENSA) y Empresa Eléctrica de Piura, la que se agrega a la obtenida en el control de la distribuidora EDELNOR, una de las principales del país.

Cuadro 15

## PERÚ: GRUPOS DE CONTROL DE EMPRESAS PRIVATIZADAS DEL SECTOR ENERGÍA, 1994-1999

(Millones de dólares corrientes)

Empresa adquirida	Porcentaje adquirido	Precio pagado	Compradores	Controladores actuales
<i>Distribuidoras</i>				
Luz del Sur	60	212,1	Ontario Hydro (33,4%); Chilquinta Internacional (26,6%)	Ontario Hydro (33,4%); PSEG Global – Sempra Energy Group (37%)
EDELNOR	60%	176,5	Endesa España (18,2%); Enersis (17,3%); Chilectra (15,3%); Cosapi (0,7%); Grupo Romero (8,5%)	Endesa España (50,8%); Grupo Romero (8,5%); Cosapi (0,7%)
Electro Sur Medio	100%	51,2	IATE (50%); Grupo Tizón (31%); Amauta Industrial (12%); Z y S Consultores Asoc. (5%); Constr. Vásquez Espinoza (2%)	IATE (50%); Grupo Tizón (31%); Amauta Industrial (12%); Z y S Consultores Asoc. (5%); Constr. Vásquez Espinoza (2%)
Electro Nor Oeste	60%	22,9	Grupo Rodríguez Banda	Grupo Rodríguez Banda
Electro Norte	60%	22,1	Grupo Rodríguez Banda	Grupo Rodríguez Banda
Electro Norte Medio	60%	67,8	Grupo Rodríguez Banda	Grupo Rodríguez Banda
Electro Centro	60%	32,7	Grupo Rodríguez Banda	Grupo Rodríguez Banda
E. de Chancay	60%	10,4	s/i	Absorb. por EDELNOR
E. de Cañete	60%	8,6	s/i	Absor. Por Luz del Sur
E. de Ica	60%	25,6	s/i	S/i
<b>Generadoras</b>				
EDEGEL	60%	424	Entergy Corp. (30%); Endesa Chile (25,8%); Banco Wiese (2,4%); Grana y Montero (1,8%)	Entergy Corp. (30%); Endesa España (25,8%); Banco Wiese (2,4%); Grana y Montero (1,8%)
ETEVENSA	60%	120	Endesa España (43,5%); Grupo Romero (15%); Cosapi (1,5%)	Endesa España (43,5%); Grupo Romero (15%); Cosapi (1,5%)
Cahua	60%	41,8	Grupo Galsky (60%)	Grupo Galsky (60%)
EGENOR	60%	228,2	Dominion Energy (60%)	Duke Energy (90%)
ENERSUR	60%			Tractebel
Empresa Eléctrica de Piura	60%	19,7	Endesa España; Banco Santander; Energía Andina; Peru Electricity Fund	Endesa España; Banco Santander; Energía Andina; Peru Electricity Fund

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por COPRI, H. Campodónico (1998; 2000) y prensa especializada.

Por otra parte, es importante señalar que la generación de nuevos negocios e inversiones en el sector eléctrico peruano está siendo aprovechado también de modo preponderante por capitales europeos, lo que se sustenta en el bajo consumo de energía eléctrica de Perú (550 kilowatts per cápita) y su alto potencial de crecimiento. De hecho, el gobierno peruano anunció que planea invertir 864 millones de dólares para ampliar la frontera eléctrica hasta alcanzar el coeficiente de cobertura nacional de 81% en el período 1999-2005. Esta ampliación dará prioridad a las zonas rurales y se desarrollará mediante 414 proyectos que incluyen 45 líneas de transmisión, 216 sistemas eléctricos, 57 centrales hidroeléctricas y 96 centrales térmicas. De este modo, la dirección ejecutiva del Ministerio de Energía y Minas ha planificado que las líneas de transmisión requerirán de una inversión de 314,3 millones de dólares, mientras que los sistemas eléctricos necesitarán capitales por 378,4 millones de dólares. Por otra parte, el sector privado ha previsto invertir, hasta el 2001, unos 1 500 millones de dólares en proyectos de ampliación de la capacidad de generación eléctrica. Entre las empresas comprometidas a llevar capitales al sector se encuentran Edegel, Etevensa, Empresa Eléctrica de Piura —controladas parcialmente por Endesa España— y Egenor, controlada actualmente por Duke Energy.

Entre las inversiones privadas se contemplan la ampliación y construcción de centrales como Gallito Ciego, Aguaytía, Enersur (filial de la empresa belga Tractebel) y las centrales Yanango y Chimay de Edegel. De acuerdo a información proporcionada por la CONITE, el proyecto Aguaytía —desarrollado por la empresa estadounidense Aguaytia Energy Llc.— ha significado una inversión de 260 millones de dólares y la generación de energía eléctrica mediante el uso del gas natural, aspecto central de la política energética peruana dada la alta disponibilidad de este recurso que tiene Perú (CONITE, 1999). Por otra parte, en el primer semestre de 1997, Powerfin, filial de la empresa belga Tractebel, anunció la compra por 44 millones de dólares de una planta eléctrica localizada en Perú que pertenecía a la minera estadounidense Southern Peru Cooper Corp. Asimismo anunció una inversión por 186 millones en la construcción de una nueva planta para abastecer de electricidad a Southern, que controla la mayor empresa minera de cobre en Perú (*América Economía*, mayo de 1977). Posteriormente, la filial peruana de Tractebel, Enersur, reveló que destinará 500 millones de dólares en la construcción de tres plantas térmicas que generarán 600 MW en el sur del país, donde se localiza lo principal de la actividad minera del Perú (*América Economía*, octubre de 1997).

La participación europea en la industria energética peruana también existe bajo la forma de entrega en concesión de proyectos de construcción y explotación de proyectos eléctricos, lo que también ha estado significando el ingreso de importantes montos de inversión a la economía del Perú bajo la modalidad de cuasi-inversión directa. Así, por ejemplo, la corporación noruega Statkraft acordó invertir 560 millones de dólares en la construcción de una central hidroeléctrica, en Cheves, que será la segunda más grande de Perú y comenzará a operar en el año 2004 con la generación de 525 megavatios. El vicepresidente ejecutivo de Statkraft, Bjorn Blaker, señaló que esa potencia significará una aportación del 10% de la oferta total de energía eléctrica en este país, lo que permitiría rebajar las tarifas de electricidad en un 15% o 20% (Estrategia, mayo 14 de 1999).

Otra modalidad de participación europea en la industria energética peruana es la subcontratación de empresas especializadas europeas para la ejecución de proyectos y obras que emprende alguna de las empresas eléctricas constituidas en Perú. En este caso, no se produce afluencia de IED a la economía del Perú, aunque sí puede existir transferencia de tecnologías y de entrenamiento de mano de obra local, además del aporte específico sobre la capacidad productiva de la economía peruana. En este marco puede mencionarse la adjudicación del contrato con la empresa estatal peruana EGEN que favoreció en 1999 a la constructora sueca Skanska, con el objeto de levantar una central hidroeléctrica en Yuncán por un valor de 69,9 millones de dólares (Estrategia, abril 13 de 1999).

## **B. Inversiones en el sector hidrocarburos**

Hasta principios de los años noventa, la legislación peruana daba a la empresa estatal PETROPERU la propiedad de los hidrocarburos extraídos, siendo los hidrocarburos *in situ* propiedad del Estado. En el *upstream*, que incluye la exploración y explotación de hidrocarburos, no existía monopolio de PETROPERU, pudiendo participar otras empresas, mediante contratos “de participación de riesgo” a cambio de una remuneración equivalente a una proporción del crudo extraído, que solamente podía exportarse si es que estaba cubierto el abastecimiento interno (Campodónico, 2000). A pesar de esto, la inversión extranjera en el sector petróleo registrada por la CONITE era bastante reducida, alcanzando en 1992 a sólo 58,9 millones de dólares. Durante los años noventa, esta situación no ha cambiado substantivamente: en diciembre de 1999, la inversión extranjera en este sector alcanzó a sólo 139, 6 millones de dólares, esto es, 1,6% del total de la IED acumulada en este país. Sin embargo, en las estadísticas del Banco Central de este país, el sector de hidrocarburos registra inversiones por 230 millones de dólares en 1996, 271 millones en 1997, 429

millones en 1998 y 113 millones de dólares en 1999<sup>33</sup>. Cabe señalar que en enero de 1998, el gobierno peruano tenía firmado 37 contratos con empresas privadas, 17 de los cuales estaban destinados a la explotación y 20 a la exploración de hidrocarburos, todo lo cual involucraba compromisos de inversión que superan los 4 mil millones de dólares, incluyendo el proyecto de Camisea (*Estrategia*, enero 22 de 1998).

Por otra parte, en el *downstream*, PETROPERU tenía exclusividad en las actividades de refinación y comercialización mayorista, hasta depositar los derivados de petróleo en las plantas de abastecimiento, correspondiendo también exclusivamente al Estado la explotación de la petroquímica básica (Campodónico, 2000).

En la primera mitad de los años noventa, las autoridades peruanas cambiaron los aspectos más substantivos del marco legal del sector. En particular, el DL 655, de septiembre de 1991, y la Ley Nro. 26 221, promulgada en agosto de 1993, pusieron término a la exclusividad de PETROPERU en los sectores de refinación y transporte, así como en el almacenamiento de combustibles. En lo que concierne a los precios de los combustibles en el mercado interno, tradicionalmente sujetos a regulación y control gubernamental, la ley 26 221 estableció que a partir de entonces éstos quedaban sometidos al juego de la oferta y la demanda. Tales cambios en el marco regulador estuvieron orientados no sólo a incentivar el ingreso de empresas privadas a la actividad, especialmente extranjeras, sino, además, a crear el entorno jurídico adecuado para la privatización de la empresa estatal. En realidad, por razones de escala y de tamaño de mercado, el ingreso de empresas privadas a las actividades *downstream* no habría sido posible si no se privatizaba PETROPERU.

La privatización de PETROPERU se desarrolló en dos fases claramente delimitadas y propósitos distintos. La primera fase transcurrió durante el bienio 1992-1993 y consistió en la externalización de actividades que no constituyen parte esencial de la cadena productiva del sector, procurándose acotar el ámbito de actividades de la petrolera estatal a las comprendidas en las fases *upstream* y *downstream* del negocio. En la segunda fase, desarrollada entre 1996 y 1997, se procedió a vender fragmentadamente lo medular de la industria de hidrocarburos del Perú: campos petroleros, refinerías, plantas de lubricantes y terminales de suministro, recepción, almacenamiento y despacho de combustibles.

La primera fase se inició en julio de 1992 con la venta de las 83 estaciones de servicio minoristas que pertenecían a PETROPERU, la que percibió por este concepto 38,8 millones de dólares de parte de 50 operadores independientes. Por medio de esta operación, PETROPERU se retiró del mercado de distribución minorista y acortó la extensión de su integración vertical. Al mismo tiempo se vendió la Compañía Peruana de Gas (SOLGAS), filial de PETROPERU, que estaba encargada de la distribución de gas licuado de propano (GLP). El comprador fue la empresa chilena Lipigas, que pagó 7,3 millones de dólares por una participación de 84,1% en la propiedad de SOLGAS. Posteriormente, en 1996, el grupo chileno transfirió su participación a la española REPSOL por 58 millones de dólares, la que inició de este modo su expansión en la industria de hidrocarburos del Perú.

En esta primera fase, fueron también privatizadas las filiales de transporte marítimo de PETROPERU. En febrero de 1993, PETROMAR fue entregada en concesión, por 10 millones de dólares, a la firma estadounidense PETROTECH mediante un contrato de operaciones especiales que contempla un plazo de extensión de 30 años. En noviembre del mismo año se adjudicó el 100% de la propiedad de Petrolera Transoceánica al joint venture peruano-chileno Glenpoint por 25 millones de dólares.

---

<sup>33</sup> Memoria Anual del Banco Central de la República del Perú, años 1998 y 1999.

La participación europea —especialmente española— en la segunda fase de la privatización de PETROPERU fue más activa, aunque también siguió un derrotero parecido a lo acontecido en la primera fase y en la industria eléctrica. En 1996, las autoridades peruanas decidieron que la privatización de PETROPERU, hasta entonces integrada verticalmente, se llevaría a cabo mediante la venta separada de sus unidades de negocios (privatización fragmentada), descartando así los planteamientos que señalaban que la privatización debía respetar la integración vertical o que debía buscarse un socio estratégico para promover la inversión privada en la empresa estatal.

De acuerdo con ello, en mayo de 1996 las autoridades peruanas procedieron a vender el 60% del capital accionario de la Refinería de La Palmilla. La subasta fue ganada por el Consorcio Refinadores del Perú formado por REPSOL, de España (55%), YPF, de Argentina (25%), Mobil Oil, de Estados Unidos (5%) y tres compañías peruanas (Graña y Montero, Banco Wiese y The Peru Trading Fund, del Banco de Crédito) con 5% cada una. El consorcio pagó 180 millones de dólares (incluidos pagarés de la deuda externa por un valor nominal de 38 millones de dólares). Actualmente, el control de la empresa española REPSOL sobre la refinería más importante del Perú asciende al 80% del Consorcio luego de la toma de control de YPF que la empresa española hizo en 1999, lo que determina una participación proporcional de 48% de REPSOL en la Refinería de La Palmilla.

En junio de 1996 se subastó, además, el contrato de PETROPERU con PERUPETRO respecto de la explotación del campo petrolífero Lote 8/8X. La subasta fue ganada por el consorcio liderado por la argentina PLUSPETROL Resources (60%) y las coreanas Korea Development (20%), Daewoo (11,67%) y Yukong (8,33%), que pagó 142,2 millones de dólares (incluidos pagarés de la deuda externa por un valor nominal de 25 millones de dólares).

Durante el segundo semestre de 1996, se vendió la Planta de Lubricantes PETROLUBE a Mobil Oil Corporation por 18,9 millones de dólares; se subastó el contrato de PETROPERU con PERUPETRO en el Lote X/XI, adjudicada a la argentina Pérez Companc en 202 millones de dólares; y se licitaron los Contratos de Operación por un plazo de 15 años de los Terminales del Norte, Terminales del Centro y Terminales del Sur, que constituyen el servicio de suministro, recepción, almacenamiento y despacho de combustibles. Cada contrato fue subastado por tres millones de dólares, adjudicándose los a empresas locales.

De esta manera, al final del proceso la empresa española REPSOL adquirió una participación destacada en diversos segmentos del sector de hidrocarburos, en particular en la refinación de crudo realizada en la principal refinería del Perú, y en la comercialización de combustibles<sup>34</sup> y de gas licuado. A la vez, la empresa hispana ingresó en Argentina a la propiedad de PLUSPETROL Energy (45%), subsidiaria de PLUSPETROL Resources, empresa que encabeza el consorcio que se adjudicó la explotación de uno de los dos principales campos que pertenecían a PETROPERU.

La toma de control de YPF por parte de REPSOL ha sido determinante en el cambio de los montos de inversión que la empresa española había proyectado realizar en Perú, cercanos a los 580 millones de dólares entre 1998 y 2006. En diciembre de 1999, REPSOL anunció inversiones por 1 200 millones de dólares a realizar entre el 2000 y el 2002, indicándose que las inversiones hasta ahora realizadas tanto por la empresa española como por alguna de sus filiales argentinas ascienden a 800 millones de dólares. En Perú, la toma de control de YPF ha significado la unificación de las actividades relacionadas con la exploración, refinación y comercialización del petróleo y de sus derivados. De este modo, las actividades comerciales de ambas empresas se han consolidado en una sola unidad operativa en Repsol YPF Comercial Perú, con el fin de incrementar los niveles de eficacia e impulsar el desarrollo de sus operaciones (*Estrategia*, diciembre 7 de 1999).

<sup>34</sup> En junio de 1998, Repsol anunció una inversión por 576 millones de dólares en Perú, a realizar entre 1998 y 2006 en la refinería La Pampilla y en aumentar de 72 a unas 150 el número de sus estaciones de servicio en el país. (*AméricaEconomía*, 2 de julio de 1998)

Cuadro 16

**PERÚ: GRUPOS DE CONTROL DE EMPRESAS Y ACTIVOS PRIVATIZADOS DEL SECTOR  
HIDROCARBUROS, 1994-1999**

*(Millones de dólares corrientes)*

<b>Empresa adquirida</b>	<b>Porcentaje adquirido</b>	<b>Precio pagado</b>	<b>Compradores</b>	<b>Controladores actuales</b>
<b>Estaciones de servicio</b>	100%	38,8	Capitales locales	Capitales locales
Solgas	84,1%	7,3	Lipigas	Repsol
Petromar	-	10,0	Petrotech	Petrotech
Petrolera Transoceánica	100%	25,2	Glenpoint	Glenpoint
Refinería La Pampilla	60%	180,0	Repsol (33%); YPF (15%); Mobil Oil (3%); capitales locales (9%)	Repsol (48%); Mobil Oil (3%); capitales locales (9%)
Lote 8/8X	-	152,2	Pluspetrol (60%); Pedco (20%); Daewoo (11,7%) y Yukong (8,3%)	Pluspetrol (60%); Pedco (20%); Daewoo (11,7%) y Yukong (8,3%)
Lote X/XI	-	202	Pérez Companc	Pérez Companc
Petrolube	98,4%	18,9	Mobil Oil	Mobil Oil
Terminales del Centro	-	3,0	Capitales locales	Capitales locales
Terminales del Norte	-	3,0	Capitales locales	Capitales locales
Terminales del Sur	-	3,0	Capitales locales	Capitales locales

**Fuente:** H. Campodónico (2000), sobre la base de datos de COPRI

En la industria gasífera los proyectos de inversión más importantes se relacionan con la licitación de los Campos de Camisea, que fue adjudicada durante el 2000 a dos consorcios multinacionales. Estos se responsabilizarán separadamente de las actividades de explotación del yacimiento, por una parte, y de transporte y distribución, por la otra, que deberán segregarse nuevamente a contar del quinto año de desarrollo del proyecto.

En febrero del 2000, el consorcio integrado por PLUSPETROL Resources (Argentina, 40%), Hunt Oil (Estados Unidos, 40%) y SK Corporation (Corea del Sur, 20%), se adjudicó la explotación del yacimiento por un período de 40 años a cambio de una inversión inicial de 400 millones de dólares, estimándose una inversión total durante el período por 1.600 millones de dólares. Ejecutivos de PLUSPETROL han proyectado que el Estado peruano percibirá alrededor de 1.900 millones de dólares por concepto de impuestos y de 3.500 millones de dólares por regalías.

En octubre del 2000, le fue adjudicado al consorcio encabezado por la empresa argentina TECHNIT el transporte y la distribución de gas natural y subproductos, que ofreció una inversión de 1.450 millones de dólares por un contrato de 33 años de duración. Además de TECHNIT, que tiene una participación de 30%, forman parte de este consorcio las empresas SONATRACH (Argelia, 10%), Graña y Montero (Perú, 12%), SK Corporation (9.6%), Hunt Oil (19.2%) y PLUSPETROL (19.2%).

## VII. Venezuela

---

Durante la segunda mitad de los años noventa, Venezuela fue uno de los países más activos en materia de privatizaciones, lo que significó que se transfiriera al sector privado 15 empresas y se adjudicara la concesión de 15 campos petroleros, incluyendo el yacimiento Mene Grande a REPSOL, que pagó 330 millones por este concepto. De acuerdo con los antecedentes publicados por la prensa financiera especializada, la recaudación fiscal total habría ascendido a 5 501 millones de dólares. De esta cantidad, 2 mil 230 millones corresponderían a ingresos generados por la entrega en concesión de los campos petroleros y el resto a la venta a agentes económicos privados de empresas y activos estatales, la que habría generado 3 271 millones de dólares. Una importante porción de este monto (2 314 millones de dólares) correspondería a aportes de inversionistas extranjeros, los que habrían tomado el control de 10 de las 15 empresas privatizadas.

El dinamismo concluyó con la privatización de la mayor siderúrgica estatal latinoamericana, Sidor, en diciembre de 1997, y se truncó meses después de la fallida venta de las empresas de aluminio, declarada desierta dos veces ante la falta de inversionistas.

### A. Inversiones en el sector electricidad

Existen trece compañías principales en el sector eléctrico venezolano, de las cuales ocho son privadas y las cinco restantes pertenecen a entes públicos. Estas compañías suministran electricidad

a cuatro millones de clientes, con una capacidad instalada de generación total de 21.417 MW, interconectada a través de líneas de transmisión a 765 kv, 400 kv y 230 kv, que se unen a las principales plantas de generación del país, constituyendo el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El sistema eléctrico está conformado por cuatro actividades que son generación, transmisión, distribución y comercialización y suministra electricidad a más del 94% de la población y se ubica en el primer lugar de Latinoamérica en cuanto a consumo per cápita —2.600 KWh por habitante en 1998—, llegando a niveles cercanos a países industrializados. La distribución, en tanto, es el segmento que necesita más recursos financieros, ya que sus instalaciones presentan un alto grado de saturación debido a la desinversión de los últimos 10 años y al crecimiento de la demanda eléctrica que se estima en una tasa anual cercana a 3,5 por ciento.

En 1998 el Gobierno venezolano decidió transferir al sector privado las plantas termoeléctricas y parte de la generación hidroeléctrica, a la vez que regionalizar y privatizar el sistema de distribución eléctrica en su totalidad. De acuerdo con estimaciones del Gobierno, la privatización de las empresas eléctricas que están en poder del Estado podría atraer alrededor de 6 mil millones de dólares a la economía venezolana. Para esto se requiere, en la opinión de las autoridades, un marco jurídico que garantice seguridad a los eventuales inversionistas y un sistema tarifario que permita rentabilizar la inversión<sup>35</sup>.

Con este propósito, el Gobierno de Venezuela aprobó en septiembre de 1999 la Ley de Promoción y Protección a las Inversiones Nacionales y Extranjeras, que otorga igualdad de condiciones a los inversionistas extranjeros y locales de acuerdo con el principio de trato nacional que se aplicará a la inversión extranjera. De acuerdo con un comunicado oficial, "el nuevo instrumento legal forma parte de las políticas de incentivo a las inversiones y coloca en igualdad de condiciones a los inversionistas del extranjero con los nacionales, de manera transparente y justa, con reglas del juego claras". El comunicado agrega que la nueva ley respeta los acuerdos internacionales previamente suscritos, garantiza la repatriación de capitales cuando los inversionistas lo estimen necesario, y prevé la indemnización del Estado en caso de confiscación por razones de interés público (*Estrategia*, septiembre 17 de 1999). Asimismo, durante 1999 el Gobierno de Venezuela creó un marco regulatorio para el sector eléctrico en el que se destaca, principalmente, la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Sin embargo, hasta noviembre del 2000 la única empresa estatal transferida al sector privado correspondía a SENE, la empresa eléctrica de Nueva Esparta, aunque estaba en proceso de privatización de la empresa de Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN), a su vez dueña del 99,99 por ciento de Energía Eléctrica de la Costa Oriental (ENELCO), y del 100 por ciento del Procesamiento Electrónico de Datos (PROCEDATOS). ENELVEN y ENELCO distribuyen electricidad en el Estado de Zulia, localizado al noroeste de Venezuela, que cuenta con 2,9 millones de habitantes. Esta localidad es estratégica ya que es la principal productora de petróleo y de petroquímico del país. En 1999 ENELVEN y sus filiales contaban con una capacidad instalada de generación de 1 215 MW, 500 196 clientes, distribuían 8 706 GWh de electricidad y facturaron alrededor de 475 millones de dólares. Por su parte, la capacidad de generación de ENELCO es de 40 MW, a través de dos turbinas de gas de 20 MW, las cuales se alimentan con gas o diesel. En una primera etapa el Estado proyecta vender el 51% de ENELVEN, el 20% se ofrecerá a los trabajadores de la empresa, mientras que el 30% restante permanecerá en manos del Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV).

---

<sup>35</sup> Según declaraciones del presidente de la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (Caveinel), Carlos Pérez, la rentabilidad del sistema eléctrico venezolano es negativa, oscilando entre -2% y -3%, situación que contrasta notoriamente con los márgenes de rentabilidad que obtiene la industria eléctrica en Brasil, Chile, Colombia y Perú (*Estrategia*, marzo 31 de 1999).



La empresa privatizada SENE se constituyó a partir del sistema eléctrico de dicha región para los efectos de transferirle los activos de generación, subtransmisión, distribución y comercialización que este sistema disponía. La demanda *peak* de esta empresa es de 155 MW, la que había estado creciendo a una tasa de 10% anual. Esta compañía cuenta con 453 trabajadores y una capacidad instalada de 179 MW en la planta Luisa Cáceres de Arismendi y de 100 MW en un cable submarino. La compañía creada sufría constantes apagones, lo que hacía evidente la necesidad de inversiones por una cantidad que se estimaba en 100 millones de dólares (*Estrategia*, 18 de noviembre de 1997 y 13 de julio de 1998). En octubre de 1998, el 70% de las acciones de SENE fue adjudicado al consorcio ENELMAR, liderado por la empresa estadounidense CMS Energy, por 90 millones de dólares (*AméricaEconomía*, 22 de octubre de 1998).

Entre las empresas que serán transferidas al sector privado destaca la firma Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR), que ofrece servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, si bien su actividad principal es la de la distribución de energía. En esta compañía se contempla la transferencia del 100% de la propiedad del FIV, de la que el 60% se otorgará a un inversionista estratégico, un 20% al Plan de Participación Laboral y el 20% restante será colocado en el mercado bursátil conforme a lo contemplado en el Programa de Participación Ciudadana. En el caso de ENELBAR, se ha dispuesto realizar un contrato de concesión para la distribución y venta de electricidad. El consorcio inversionista lo debe conformar un operador técnico, y en el caso de que el adjudicatario sea estatal sólo podrá adquirir hasta un 35% de la compañía en venta. Esta empresa cuenta con una capacidad instalada de 151 MW y un volumen de producción de 398,9 GWh en energía bruta generada.

Entre las empresas eléctricas que están en venta se encuentra el Sistema Eléctrico Monagas y Delta Amacuro (SEMDA), ubicada al oriente del país en los estados de Monagas y Delta Amacuro, cuyas actividades giran alrededor de la producción petrolera y de gas. En el caso de esta empresa, los títulos de propiedad pertenecen a la entidad Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE). Esta compañía realiza actividades de subtransmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Para efectuar la privatización de SEMDA se ha dispuesto la venta del 51% del capital social de la compañía a un socio estratégico, en tanto se ofrecerá un 20% a los trabajadores de SEMDA y el remanente se rematará entre los trabajadores de CADAFE y Electricidad de Oriente. SEMDA cuenta con un contrato de concesión otorgado por el Ministerio de Energía y Minas para distribuir electricidad durante 50 años. Este sistema exhibe una capacidad instalada de 536 MW y ventas por 602 GWh.

El lento avance del programa privatizador de las empresas eléctricas en este país no ha impedido la participación de empresas extranjeras en la actividad. En los últimos años ésta ha adquirido especial relevancia bajo la forma de empresas contratistas que participan activamente en la ejecución de nuevos proyectos. Así, por ejemplo, un consorcio liderado por la española Dragados y Construcciones se adjudicó un contrato por 253 millones de dólares para la construcción del proyecto hidroeléctrico venezolano Casa de Máquinas, en el río Caroni (*AméricaEconomía*, septiembre de 1997). Asimismo, la empresa estadounidense Public Service Enterprise Group se asoció con la Corporación Industrial de Energía, de Venezuela, en la formación de una empresa de propiedad conjunta (*joint venture*) para la construcción y operación de tres plantas generadoras en el país, que tendrán un costo total de 140 millones de dólares.

Sin embargo, la principal inversión directa en el sector correspondió a la toma de control del grupo eléctrico EDC, dueño de la mayor empresa eléctrica privada de Venezuela (Electricidad de Caracas) y de varias de las empresas eléctricas privatizadas en Colombia<sup>36</sup>, por parte de la estadounidense AES Corporation en junio del 2000. Luego de lanzar a comienzos de mayo una

<sup>36</sup> Al respecto, véase el capítulo sobre Colombia.

Oferta Pública de Acciones (OPA) para adquirir el 51% del Grupo EDC, la corporación estadounidense AES anunció a mediados de junio haber aceptado ofertas de venta por un total de 73,1% de las acciones de la sociedad venezolana.

En un comunicado público, AES anunció que al expirar su propuesta de compra había aceptado ofertas por 839 millones de acciones, que representan aproximadamente un 23% de EDC. Días antes la firma estadounidense había anunciado la adquisición de American Depositary Shares (ADS) del Grupo EDC que representaban un 49% de las acciones de la compañía venezolana. Ambas participaciones se sumaron al 1,1% de EDC que AES había comprado previamente en bolsa. Como resultado, AES posee ahora aproximadamente 73,1% de las acciones del grupo EDC, con una inversión que bordeó los 1.500 millones de dólares. (*Estrategia*, junio 14 de 2000). Según algunos analistas, es probable que AES transfiera las participaciones que EDC mantiene en Colombia a capitales españoles (en particular, a Unión Fenosa) del mismo modo que lo hizo con los activos de GENER en Argentina, transferidos a TotalFinaElf luego de materializar la toma de control de la empresa chilena.

## **B. Inversiones en el subsector gas**

El Gobierno de Venezuela decidió en 1998 poner término al monopolio estatal sobre la industria del gas y permitir la participación del capital privado en ese sector. El propósito buscado es transferir totalmente a los agentes privados esta actividad. Se anunció la licitación del gasoducto Anaco-Puerto La Cruz, en el oriente venezolano, uno de los cuatro sistemas de transmisión de gas dispone ese país: Anaco-Puerto Ordaz, Anaco-José-Puerto La Cruz, Anaco-Barquisimeto, y el del Occidente. Los gasoductos existentes requieren una inversión de mil millones de dólares para ser expandidos, y de esta manera abastecer la demanda creciente de los próximos diez años (*Estrategia*, 7 de agosto de 1998).

Sin embargo, sólo en el 2000 Petróleos de Venezuela (PDVSA) comenzó a registrar posibles inversionistas para el primer tramo de una serie de convenios en el área de gas natural. Entre los proyectos más importantes se encuentran el gasoducto Anaco-José-Puerto La Cruz, el que incluye ofertas para el capital privado en el transporte, distribución, exploración y licuefacción de gas. Los términos de la licitación establecen que los inversionistas extranjeros tendrán que buscar socios en Venezuela para participar en la subasta, y se basará en dos elementos, uno referido al costo del transporte y el otro al valor de los activos existentes.

Asimismo, se espera ofrecer otras cuatro redes de gasoductos, entre cuatro y seis concesiones de distribución regional y algunas áreas para la exploración de gas natural no asociado a la producción petrolera (*Estrategia*, 16 de febrero de 2000), y se ha anunciado que PDVSA podría licitar parte del sistema de compresión de gas natural conocido como SERCOGAS. El proyecto podría requerir inversiones por cinco mil millones de dólares en los próximos 20 años (*Estrategia*, febrero 15 de 2000).

Las autoridades de PDVSA han dispuesto destinar 11.000 millones de dólares para proyectos químicos, petroquímicos y gasíferas, con énfasis en estos últimos. El objetivo buscado es elevar la producción venezolana de gas a 14.500 millones de pies cúbicos por día mediante asociaciones con extranjeros con inversiones totales que superarían los 8 mil millones de dólares. La idea es aprovechar los 143 billones de pies cúbicos de reserva de gas que tiene PDVSA, la mayor de América Latina y la quinta del mundo y el interés explícito de más de 50 empresas nacionales y extranjeras para participar en los diferentes eslabones del negocio: exploración, producción, transporte, construcción y manejo de gasoductos, servicio de gas directo a las ciudades e industrias y petroquímicas (Fuguet, A. 1999).

## C. Inversiones en el subsector petróleo

La contribución fiscal de la industria de hidrocarburos alcanzó en 1997 a 11.500 millones de dólares, lo cual representó un 14% del PIB venezolano.

Hace 20 años, cuando la OPEP dominaba el mercado, Venezuela y otros miembros de dicha organización creían que sus reservas de crudo se acabarían pronto y que, por lo tanto, su principal objetivo debía ser maximizar su precio. Hoy la OPEP representa apenas un 38% de la producción mundial y el cartel ha perdido su capacidad de dictar precios. Venezuela, por su parte, ha descubierto que sus reservas —sin contar sus depósitos de crudo extrapesado— durarían 115 años, incluso al máximo ritmo contemplado de producción, de 6,7 millones de barriles diarios.

En los últimos años, Venezuela ha superado a Arabia Saudita como principal proveedor de crudo de EE.UU. Fue entonces cuando PDVSA anunció el propósito de duplicar su producción antes del 2005, para superar los 6 millones de barriles por día. En este momento, con su cadena de estaciones de servicio CITGO, el PDVSA abastece cerca de la décima parte del mercado de gasolina de EE.UU. y tiene en este país tantas refinerías como Chevron y Exxon. En los últimos seis años ha aumentado su producción diaria de crudo en un 45% (Solís, 1998).

Venezuela goza de algunas ventajas que lo colocan en una posición de gran fuerza en el mercado internacional, especialmente en Estados Unidos, el país que consume más petróleo en el mundo. PDVSA durante años ha centrado su estrategia en establecer unidades de refinación y redes de distribución propias, siendo hoy el mayor distribuidor al detalle en EE.UU. Actualmente, estas unidades y redes no sólo le proporcionan márgenes de utilidad que ofrecen una cierta protección ante caídas del precio del crudo en el mercado internacional, sino, también, han contribuido a que Venezuela desplace a Arabia Saudita como el mayor abastecedor de petróleo tanto de EE.UU. como de Brasil (Halprin, 1998).

Actualmente la estrategia seguida por PDVSA incluye una drástica reducción en el presupuesto de inversiones, mantener la producción por debajo de los tres millones de barriles diarios, apoyar la inversión extranjera, dando prioridad a la petroquímica, refinación, procesamiento y comercialización. Aunque no se ha señalado explícitamente, esto significa renunciar a la meta de aumentar la producción venezolana de petróleo a seis millones diarios de barriles por día para los primeros años del próximo siglo.

Petróleos de Venezuela (PDVSA) programó para 1998 un plan de inversiones de 7.448 millones de dólares. Este monto significa una reducción en 800 millones de dólares su presupuesto original, para ayudar a las metas de control fiscal e inflacionario. Se contempló destinar la mayor parte de este monto a la exploración y extracción de hidrocarburos, con el objeto de mantener la producción en un promedio de 3,68 millones de barriles por día. El monto de la inversión es para aumentar el actual nivel de producción petrolera en 6%. Así, el propósito era desarrollar un intenso programa exploratorio con perforación de pozos y el tendido de líneas sísmicas, fortalecer los programas de perforación de pozos de desarrollo y avanzada, y de recuperación secundaria e inyección a vapor, entre otros. La meta era elevar las reservas probadas de 72.000 millones a 77.300 millones de barriles, ubicando, en paralelo, las de gas natural en 24.500 millones de barriles de petróleo equivalentes (Estrategia, diciembre 22 de 1997)

Los ajustes presupuestarios que debió emprender el Gobierno de Venezuela incidieron fuertemente en el programa de inversiones y gastos de PDVSA, lo que significó que el presupuesto de 1998 debiera reducirse en 2 400 millones de dólares, castigándose principalmente el ítem de inversiones.

Aunque el Gobierno venezolano negó la posibilidad de vender acciones de la estatal PDVSA para financiar el déficit fiscal o las inversiones de la industria petrolera, en 1999 procedió a vender

activos prescindibles, lo que abrió nuevas vías al ingreso de inversionistas extranjeros a la industria petrolera venezolana. Así, por ejemplo, en enero de ese año PDVSA vendió un terminal de carga y almacenamiento localizado en San José a Esbridge, transportista canadiense de crudo, empresa que pagará 385 millones de dólares junto a dos socios. Asimismo, en agosto de 1999 se anunció la venta del 15% de SINCOR, la empresa que PDVSA formó en conjunto con Statoil, de Noruega, para la extracción de crudo en la cuenca del Orinoco.

El consorcio venezolano conformado por las empresas Consultores CSC y PIVENSA ganó la licitación del campo petrolero Mata —que pertenecía a Petróleos de Venezuela (PDVSA)— al ofrecer 125,7 millones de dólares. Las ventas de pozos petroleros se enmarcan en un proceso de apertura de la compañía estatal. Sólo en el tercer trimestre de 1997 se licitaron 20 campos (*Estrategia*, agosto 21 de 1997).

Petróleos de Venezuela (PDVSA) señaló que en mayo de 1998 vendería el 40% de su unidad petroquímica PEQUIVEN, con el objeto de financiar nuevos proyectos. En el caso de que ocurra cualquier inconveniente, la licitación se postergaría hasta septiembre de 1998. De concretarse la privatización de PEQUIVEN, los inversionistas tendrán por primera vez la oportunidad de tomar participación en PDVSA. PEQUIVEN está embarcada en un proyecto de expansión de 8 300 millones de dólares y prevé transformarse en la principal exportadora de petroquímicos del país (*Estrategia*, enero 15 de 1998).

Otro de los mecanismos que ha empleado el Gobierno de Venezuela para atraer inversión extranjera al sector energético ha sido la celebración de alianzas estratégicas con empresas petroleras internacionales, lo cual se ha traducido en muchos casos en la constitución de empresas de propiedad conjunta (*joint ventures*) destinadas a objetivos productivos específicos. PDVSA ha firmado decenas de acuerdos de exploración y producción en los últimos años, con el objetivo de aumentar la producción a más de siete millones de barriles por día para el año 2000, en comparación a los seis millones que produce actualmente, estimándose que los socios extranjeros deberían aportar más de 8 500 millones de dólares en inversiones.

Así, por ejemplo, a través de una de las empresas filiales de Petróleos de Venezuela S.A., MARIVEN, se acordó con la petrolera estadounidense Coastal Corp., la formación de un *joint venture* para instalar una planta procesadora de crudos pesados de la faja del Orinoco, cuyo producto será transportado a la refinería de Coastal en Texas. Asimismo, un consorcio integrado por las petroleras Total, de Francia, y Statoil y Norsk Hydro, de Suecia, además de MARIVEN, se constituyó para extraer y refinar unos 175.000 barriles diarios de petróleo en Venezuela. (*AméricaEconomía*, enero de 1998). Este último no es el único proyecto conjunto que une a PDVSA con Total. La empresa francesa estudia la construcción de un sistema de inyección de gas a un costo de 300 millones de dólares en Jusepin, un campo petrolero de su propiedad localizado en el este de Venezuela, junto a sus socios Amoco, de EE.UU., y PDVSA.

A mediados de 1998, la empresa de petróleo argentina YPF —entonces de propiedad de inversionistas argentinos— y Petróleos de Venezuela firmaron un acuerdo para invertir conjuntamente en proyectos petroleros y petroquímicos. De acuerdo a lo señalado por la prensa especializada, tal acuerdo de cooperación cubre todas las áreas de operación, desde producción hasta exploración, pasando por capacitación en recursos humanos y transferencia de tecnología entre ambas compañías. En este sentido, el acuerdo PDVSA-YPF se diferencia de otra docena de pactos en el sector suscritos por PDVSA, que se han limitado a las áreas de exploración, refinación y producción. Esto contribuyó a posicionar mejor en la industria petrolera venezolana a REPSOL, la actual controladora de YPF, la que ya ha realizado inversiones directas o a través de Astra, otra de sus filiales argentinas. YPF y PDVSA ya tenían relaciones de colaboración con antelación a la suscripción del acuerdo. De hecho, Maxus, filial de YPF, tiene centros de producción en una empresa conjunta con la petrolera venezolana. Además, incluso antes de su toma de control por

Repsol, YPF era uno de los principales inversionistas latinoamericanos en el sector de hidrocarburos de Venezuela: sólo en 1998, la petrolera argentina invirtió 100 millones de dólares en el yacimiento petrolero venezolano de Quiriquire, para aumentar su producción diaria de 4.500 a 8.000 barriles.<sup>37</sup>

Durante 1998, la petrolera estadounidense Amoco acordó invertir 120 millones de dólares en actividades de exploración y explotación petrolera en sus campos localizados en Venezuela.

En mayo del mismo año, la petrolera española Repsol y su subsidiaria argentina, Astra, anunciaron el descubrimiento de un yacimiento petrolero en el este de Venezuela. Poco después, la petrolera argentina filial de Repsol adquirió en 35 millones de dólares la participación que Mosbacher Energy Co. mantenía en el área Guárico Occidental de Venezuela. Repsol señaló que operará este campo petrolero junto a la compañía canadiense Union Pacific Corp, que posee el 50% restante. Estas operaciones de inversión emprendidas por Repsol o algunas de sus filiales se sumarán a las ejecutadas por YPF luego de concretarse, a comienzos de 1999, la toma de control de la empresa argentina por parte de la petrolera española.

Otros proyectos de inversión han sido emprendidos por ENI, la petrolera estatal italiana, la que se asoció con Conoco, la subsidiaria petrolera de DuPont, y Opic Karimun Corp., subsidiaria de la petrolera estatal de Taiwán, para desarrollar trabajos de exploración de petróleo y gas en el golfo venezolano de Paria Oeste.

Asimismo, la petrolera francesa Total contrató, por 750 millones de dólares, las empresas de ingeniería y construcción Dit-Harris y Proyecta, de Venezuela, Technip, de Francia, y Brown & Root, de Estados Unidos, para la construcción de una refinería de petróleo en la cuenca del Orinoco, en Venezuela.

Después de más de 20 años, el gobierno de Venezuela puso término en 1998 al monopolio que Petróleos de Venezuela S.A. tenía en el mercado de distribución al por menor de la gasolina mediante una resolución que permite al sector privado vender gasolina con marcas distintas a PDV, el nombre comercial de PDVSA.

Las primeras empresas internacionales que ingresaron al mercado de la distribución de combustible de Venezuela fueron Shell, Mobil y Texaco, las que se sumaron a las nacionales Trébol Gas y Combustibles Monagas. Posteriormente se incorporó British Petroleum. Las empresas mencionadas comenzaron a comprarle gasolina a PDVSA para venderla bajo su propia marca. Los nuevos participantes desean al menos 15% del mercado cada uno, en tanto PDVSA desea conservar alrededor del 40%, lo que avizora una fuerte competencia por capturar las cuotas de mercado que cada empresa aspira tener. De todos modos, hay unas 1 600 estaciones de servicio en el país y se estima un déficit de 1 200 estaciones, lo que abre perspectivas de crecimiento a las empresas que inviertan en distribución. En este escenario, la empresa Shell anunció la inversión de 25 millones de dólares para construir unas 100 gasolineras en 1998 (*AméricaEconomía*, mayo 21 de 1998).

A mediados de 1998, PDVSA anunció oportunidades de inversión por hasta 10 mil millones de dólares al sector privado, a través de subcontratación de actividades anexas a la extracción de crudo, para aumentar su producción de 3,5 millones de barriles diarios a 6,3 millones de barriles. En este contexto, PDVSA pondrá en marcha el proceso de licitación para la construcción y operación por 20 años del proyecto Pigap II, que inyectará el gas natural necesario para extraer

---

<sup>37</sup> Según el Centro de Estudios para la Producción de la Secretaría de Industria, Comercio y Minería de Argentina, las inversiones de firmas trasandinas en Venezuela sumaron 2 041 millones de dólares entre 1990 y 1997, esperándose que para el lapso 1998-2000 los capitales asciendan a 215,5 millones de dólares. Hasta la fecha las inversiones se han concentrado en los sectores de gas y petróleo e industria de hierro y acero. Las principales empresas trasandinas que realizan estas inversiones en Venezuela son: Techint, que participa en un 40% en la ex sociedad estatal Siderúrgica del Orinoco (Sidor), y la petrolera YPF, que ha destinado capitales a dicha nación a través de su controladora Maxus (*Estrategia*, diciembre 18 de 1998).

petróleo de los yacimientos de Santa Bárbara. Aunque se estimó que el proyecto tenía un costo de 575 millones de dólares, fue adjudicado en 400 millones de dólares a un consorcio liderado por El Paso Energy y GE Capital, ambas de Estados Unidos (*AméricaEconomía*, 4 y 18 de junio, y 3 de diciembre de 1998) .

En general, los proyectos más importantes han sido adjudicados a empresas internacionales de distintos orígenes, en los cuales suele participar una empresa europea. Así, por ejemplo, JGC, empresa japonesa de ingeniería, construirá una planta elaboradora de crudo sintético en la cuenca del Orinoco, en Venezuela, para el consorcio integrado por PDVSA, de Venezuela; Mobil, de EE.UU., y la alemana Veba Oel, un proyecto de 500 millones de dólares. Asimismo, Krupp Uhde, el grupo industrial alemán, se adjudicó un contrato de 95 millones de dólares para la construcción de una planta de hidrógeno para SINCOR, el proyecto de crudo pesado venezolano.

## Bibliografía

---

- América Economía (1997): *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., mayo, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1997): *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., septiembre, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1977): *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., octubre, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998): *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., enero, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998): *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., mayo 21, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998): *PDVSA tiene ahora competencia en el mercado de combustibles*, Nambei Ltd., mayo 21, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998) *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., junio 4, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998) *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., junio 18, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998): *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., julio 2, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998): *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., octubre 22, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1998) *Negociado & Firmado*, Nambei Ltd., diciembre 3, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000): *Negociado & Firmado, Nambei Ltd., diciembre 14, Santiago, Chile.*
- Bachelet, P. (1998): *Desierto con luz*, Revista América Economía, octubre 8, Santiago, Chile.
- Banco Central del Brasil (1998): *Censo de Capitais Estrangeiros no Brasil. Ano-base 1995*, Brasilia, Brasil
- Banco Central de la República del Perú (1998): *Memoria anual, 1998*. Lima, Perú.
- \_\_\_ (1999): *Memoria anual, 1999*, Lima, Perú.
- Caillaux, G. (1997): “Privatizaciones en Perú: más del 70% de las empresas del Estado quedaron en manos de extranjeros”. Entrevista en Diario Estrategia, septiembre 29. Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1996): El ajuste petrolero. Políticas empresariales en América Latina de cara al 2000. DESCO, Lima, Perú.

- \_\_\_(1998): *El régimen de contratación petrolera de América Latina en la década de los noventa* (LC/G.2025-P), Santiago, Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Publicación de las Naciones Unidas.
- \_\_\_(1999): *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000* (LC/L.1209), Serie Reformas Económicas, Nro. 25, CEPAL, Santiago, Chile.
- \_\_\_(2000): *Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú*, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Publicación de las Naciones Unidas.
- CEPAL (Comisión Económica Para América Latina y El Caribe), (1992): *Equidad y transformación productiva: un enfoque integrado*. (LC/G.1701/Rev.1-P), Santiago de Chile, abril. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.91.II.G.5.
- \_\_\_(1995): *La Inversión Extranjera en América Latina y El Caribe, 1995*, Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas.
- \_\_\_(1996): *La Inversión Extranjera en América Latina y El Caribe, 1996*, Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas.
- \_\_\_(1997): *La Inversión Extranjera en América Latina y El Caribe, 1997*, Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas.
- \_\_\_(1998): *La Inversión Extranjera en América Latina y El Caribe, 1998*, Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas.
- \_\_\_(1999): *La Inversión Extranjera en América Latina y El Caribe, 1999*, Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas.
- Comité de Inversiones Extranjeras (2000): *Chile. Inversión Extranjera en cifras. Período 1974-1999*, Comité de Inversiones Extranjeras. Santiago, Chile.
- CONITE (Comisión Nacional de Inversiones y Tecnologías Extranjeras) (1997): Boletín estadístico, Ministerio de Economía y Finanzas, Lima, Perú.
- \_\_\_(1998): Boletín estadístico, Ministerio de Economía y Finanzas, Lima, Perú.
- \_\_\_(1999): Boletín estadístico, Ministerio de Economía y Finanzas, Lima, Perú.
- COPRI (Comisión de Promoción de la inversión Privada) (1999), *El avance de la privatización*, Lima. Perú.
- Diario Estrategia* (1997), *En US\$ 126 millones adjudican campo petrolero en Venezuela*; agosto 21, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997): *Enap busca que socios de Transgas y GasSur se unan en un solo proyecto*, agosto 25, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997): *Unificación de intereses*, septiembre 1°, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997): *Colombia privatizará en 1998 seis distribuidoras eléctricas*, septiembre 26, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997): *Iberdrola Quiere Marcar Presencia en América Latina*, octubre 2, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997): *Fuerte impulso cobra programa de concesiones en Perú*, octubre 6, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997): *Integración Vertical Explica Ingreso de Repsol en GasAtacama*, octubre 24, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997), *Chilquinta interesada en eléctrica venezolana*, 18 de noviembre, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997): *Socios de ex gasoducto Norgas firman garantías por US\$ 120 millones*, noviembre 27, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1997), *PDVSA invertirá US\$ 7.500 millones en 1998*, diciembre 22, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1998): *Electrogas inicia inyección de gas natural esta semana en la V Región*, enero 13, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1998) *PDVSA venderá en mayo de 1998 40% de su unidad petroquímica*; enero 15, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1998), *Pérez Companc ganó licitación petrolera en Perú*, enero 22, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1998), *Venezuela busca inversionistas extranjeros*, julio 13, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1998): *Telebras se privatizó en US\$ 19.000 millones*, julio 30, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1998): *Venden 80% de Eléctrica Guatemalteca*, julio 31, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_(1998): *Venezuela abrirá el mercado del gas a privados*, agosto 7, Editorial Gestión, Santiago, Chile.



- \_\_\_ (1998), *Gener se Asoció a Iberdrola Para Licitación de Esva*, diciembre 7, Editorial Gestión, Santiago, Chile
- \_\_\_ (1998), *Inversiones de empresas trasandinas en Venezuela llegan a US\$ 2.257 millones*, diciembre 18, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999): *Al contrario de Enersis, EE sí cree en la convergencia del negocio eléctrico*, enero 18, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999), *En México: fracasa privatización de petroquímicas*, febrero 26, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999), *Venezuela: venta del sector eléctrico atraerá US\$ 6.000 millones*, marzo 31, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999), *Empresas emergentes*, abril 13, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999), *Brasil firmará contratos para construir termoeléctricas*, abril 19, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999), *Construirán hidroeléctrica en Perú*, mayo, 14, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999): *Desde 1996 Brasil vendió 55% de eléctricas en US\$ 22.000 millones*, septiembre 16, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999): *Venezuela aprueba Ley de Protección a la Inversión*, septiembre 17, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999): *Brasil incentiva construcción de termoeléctricas*, septiembre 30, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999), *Petrobras realizará inversiones por US\$ 32.900 millones entre 2000 y 2005*, octubre 21, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999): *Repsol-YPF invertirá US\$ 1.200 millones en Perú*, diciembre 7, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (1999), *CEPSA compró 72% de petroquímica brasileña DETEN por US\$ 151 millones*, diciembre 24, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000), *Empresas emergentes*, enero 19, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000), *Empresas emergentes*, febrero 15, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000), *Venezuela liberaliza sector gasífero*, febrero 16, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000), *Brasil recaudó US\$ 260 millones por zonas petroleras*, junio 9, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000), *TotalFina compró 46,5% de Gas Andes, junio 1º*, Editorial Gestión Santiago, Chile
- \_\_\_ (2000): *Energas proyecta cerrar el año con 30 mil clientes*, julio 18, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000): *Gasvalpo y Energas se arman para quitarle espacios al gas licuado*, julio 24, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000), *Repsol YPF y Petrobras acuerdan intercambio de activos*, julio 28, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000): *Endesa e Iberdrola pusieron en marcha fusión que crea nuevo gigante eléctrico*, octubre 18, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- El Diario Financiero (2000): *Endesa e Iberdrola acuerdan fusión y crean tercer grupo eléctrico mundial*, octubre 18, Santiago, Chile.
- \_\_\_ (2000): *Con apoyo de Angelini, AES desata batalla por Gener*, noviembre 6, Santiago, Chile.
- El Mercurio (2000): *Fusión Endesa-Iberdrola: impacto en Enersis*, octubre 18, El Mercurio S.A.P., Santiago, Chile.
- Ferro, R. (1999): *El factor Maldini*, Revista América Economía, marzo 11, Santiago, Chile.
- Fuguet, A. (1999): *Sin novedad en el frente*, Revista América Economía, octubre 21, Santiago, Chile.
- Gallego, M. (2000): *Más cambios en el sector eléctrico*, Diario El País, octubre 18, Madrid, España.
- Halprin, J. (1998): *Venezuela vs. OPEP*, Revista América Economía, mayo 7, Santiago, Chile.
- Naciones Unidas (1989): *Transnational Corporations in World Development. Trends and Prospects*, Nueva York, Centro de las Naciones Unidas sobre las Empresas Transnacionales. Publicación de las Naciones Unidas.
- \_\_\_ (1992): *World Investments Report, 1992: Transnational Corporations as Engines of Development*, Nueva York, Centro de las Naciones Unidas sobre las Empresas Transnacionales. Publicación de las Naciones Unidas.
- \_\_\_ (1993a): "The universe of transnational corporations", Report of the Secretary-General, E/C.10/1993/11, New York, Estados Unidos.

- \_\_\_(1993b): "Discusión general sobre las Corporaciones Transnacionales en la economía mundial y tendencias en la Inversión extranjera directa en los países en desarrollo: La emergencia de la producción internacional integrada", Informe de la Secretaría General, New York, Estados Unidos.
- OECD Organisation for Economic Co-Operation and Development (1998): *International Direct Investment Statistics Yearbook*, 1998, París, Francia.
- Oil & Gas Journal (2000): *The top 100 ogj*, vol.98.42, octubre 16, Estados Unidos.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (1995): *La modernización y privatización del subsector petrolero latinoamericano*, Quito, Ecuador.
- Oriol, I. (2000): *Fusión entre Iberdrola y EE Tendría Sentido*. Declaraciones en Diario estrategia, febrero 16, Editorial Gestión, Santiago, Chile.
- Ostry, S. (1992): *The domestic domain: the new international policy arena, Transnational Corporation*, Volumen I, Número 1, Febrero, Nueva York, Centro de las Naciones Unidas sobre las Empresas Transnacionales. Publicación de las Naciones Unidas.
- Rozas, P. (1998): "Las debilidades del marco regulatorio del sector eléctrico chileno", CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo. Publicación de Naciones Unidas.
- \_\_\_(1999): "La crisis eléctrica en Chile : antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria", CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo. Publicación de Naciones Unidas.
- \_\_\_P., Hjorth, A., y Urrutia, R. (1996): *"El tratamiento a la inversión extranjera directa en los países de la ALADI"* , CEPAL, 1996. Documento preparado para ser presentado al Grupo de Trabajo de ALCA sobre Inversiones.
- Sánchez Albavera, F. (1995): *Globalización y reestructuración energética en América Latina*, Revista de la CEPAL Nro. 56, agosto, Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas.
- Sánchez Albavera, F. y Altomonte, H. (1997): *Las reformas energéticas en América Latina*, CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo Nro. 1, Publicación de Naciones Unidas.
- Secretaría de Energía (1999): *Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México*, México, D.F.
- Solís, D. (1998): *Energía: el centro de poder se desplaza*, Revista América Economía, Nambei Ltd., junio 18, Santiago, Chile.
- Sullivan, T (1998): *Una alianza de alto octanaje*, Revista América Economía, Nambei Ltd., junio 18, Santiago, Chile.
- Zafra, J.M. (2000): *El pacto creará fuertes problemas de competencia en bancos y eléctricas*, Diario El País, octubre 23, Madrid, España.



NACIONES UNIDAS



Serie

seminarios y conferencias

### Números publicados

- 1 Hernán Santa Cruz Barceló: un homenaje en la CEPAL, (LC/L.1369-P); N° de venta: S.00.II.G.59 (US\$10.00).
- 2 Encuentro latinoamericano y caribeño sobre las personas de edad (LC/L.1399-P), N° venta: S.00.II.G.88 (US\$10.00), 2000.
- 3 La política fiscal en América Latina: una selección de temas y experiencias de fines y comienzos de siglo (LC/L.1456-P); N° de venta: S.00.II.G.33 (US\$10.00), 2000
- 4 Cooperación internacional para el desarrollo rural en el Cono Sur - Informe del seminario regional - Santiago, Chile 14 y 15 de marzo de 2000 LC/L.1486-P N° venta: S.00.II.G.18 (US\$10.00), 2000
- 5 Política, derecho y administración de la seguridad de la biotecnología en América Latina y el Caribe (LC/L.1528-P), N° de venta S.01.II.73 (US\$ 10.00), 2001
- 6 Informe de la relatoría del seminario de alto nivel sobre las funciones básicas de la planificación y experiencias exitosas (LC/L.1501-P; LC/IP/L.186), N° venta: S.01.II.G. 42 (US\$10.00), 2001
- 7 Memorias del Seminario Internacional sobre bancos de programas y proyectos de inversión pública en América Latina (LC/L.1502-P; LC/IP/L.187), N° venta: S.01.II.G.48 (US\$10.00), 2001
- 8 Seminario de alto nivel sobre las funciones básicas de la planificación. Compendio de experiencias exitosas (LC/L.1544-P; LC/IP/L.189), N° venta: S.01.II.G.85 (US\$10.00), 2001
- 9 Desafíos e innovaciones en la gestión ambiental (LC/L.1548-P) ), N° de venta S.01.II.G.90 (US\$ 10.00), 2001.
- 10 La inversión europea en la industria energética de América Latina (LC/L.1557-P), N° de venta S.01.II.G.102 (US\$ 10.00), 2001

- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Inversiones y Estrategias Empresariales de la División de Desarrollo Productivo, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
- Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, [publications@eclac.cl](mailto:publications@eclac.cl).

**www.** Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>

Nombre: .....

Actividad: .....

Dirección: .....

Código postal, ciudad, país: .....

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