

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Washington, D.C. 20549

FORMULARIO 20-F

LA DECLARACIÓN DE INSCRIPCIÓN DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 12(b) O 12(g) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934 (“THE SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934”)

O

EL INFORME ANUAL DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2006

O

EL INFORME DE TRANSICIÓN DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934

Para el período de transición de _____ hasta _____

O

EL INFORME DE UNA COMPAÑÍA DE PORTAFOLIO DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 123 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934

La fecha del evento que hace necesario la presentación del presente informe de una compañía de portafolio.....

Archivo N° 1-13240 de la Comisión

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

(Nombre exacto de la entidad registrada según se especifica en su escritura social)

**NATIONAL ELECTRICITY
COMPANY OF CHILE, INC.**

(Traducción al inglés del nombre de la entidad registrada)

CHILE

(Jurisdicción de la sociedad u organización)

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono (562) 630-9000

(Domicilio de la casa matriz)

Los valores registrados o a registrarse según lo estipulado en la Sección 12(b) de la Ley:

Denominación de cada clase

Nombre de cada bolsa en que están registradas

American Depositary Shares

New York Stock Exchange (Bolsa de Valores de Nueva York)

Acciones

New York Stock Exchange* (Bolsa de Valores de Nueva York)

*Los valores están registrados solo con relación al registro de las American Depositary Shares, de conformidad a lo dispuesto por la *Securities and Exchange Commission* (“la Comisión”).

Valores registrados o a registrarse según lo dispuesto en la Sección 12(g) de la Ley: [No hay].

Valores para los cuales existe la obligación de informar según lo dispuesto en la Sección 15(d) de la Ley:

U.S.\$ 230.000.000	7,875%	Documentos con vencimiento en 2027
U.S.\$ 220.000.000	7,325%	Documentos con vencimiento en 2037
U.S.\$ 200.000.000	8,125%	Documentos con vencimiento en 2097
U.S.\$ 400.000.000	7,750%	Documentos con vencimiento en 2008
U.S.\$ 400.000.000	8,502%	Documentos con vencimiento en 2009
U.S.\$ 400.000.000	8,350%	Documentos con vencimiento en 2013
U.S.\$ 200.000.000	8,625%	Documentos con vencimiento en 2015

Indique el número de acciones en circulación de cada clase de capital social o de acciones sociales del emisor a partir del cierre del período abordado en el informe anual:
Acciones ordinarias: 8.201.754.580.

Marque con una X si la entidad registrada constituye un emisor acreditado conocido, según se define en la Regla 405 de la Ley de la Bolsa de Valores:

SÍ NO

Si el presente informe constituye un informe anual o de transición, marque con una X si no se le exige a la entidad registrada presentar los informes de conformidad con la Sección 13 o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores de 1934:

SÍ NO

Marque con una X si la entidad registrada (1) ha llenado todos los informes a ser entregados según lo dispuesto en la Sección 13 o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores de 1934 durante los 12 meses anteriores (o para el período más corto para el cual se le requería a la entidad registrada presentar dicho(s) informe(s), y (2) ha estado sujeta a dichos requisitos de inscripción durante los últimos 90 días:

Sí No

Marque con una X si la entidad registrada constituye un declarante acelerado grande, un declarante acelerado o un declarante no acelerado. Véase la definición de un “declarante acelerado y declarante acelerado grande” en la Regla 12b-2 de la Ley de la Bolsa de Valores:

Declarante acelerado grande

Declarante acelerado

Declarante no acelerado

Marque con una X el ítem que indique el estado financiero que la entidad registrada he decidido seguir:

ÍTEM 17 ÍTEM 18

Si el presente informe constituye un informe anual, marque con una X si la entidad registrada es una compañía de portafolio (según se define en la Regla 12b-2 de la Ley de la Bolsa de Valores):

SÍ NO

ÍNDICE

	<u>Página</u>
GLOSARIO	6
INTRODUCCIÓN	
Información financiera	6
Términos técnicos	7
Cálculo de la participación económica	7
Declaraciones con visión hacia el futuro	7
PARTE I	
Ítem 1. Identidad de los directores, la gerencia general y los asesores	9
Ítem 2. Estadísticas de oferta y calendario previsto	9
Ítem 3. Información esencial.....	9
Ítem 4. Información de la compañía.....	22
Ítem 4A. Comentarios pendientes en relación al personal	77
Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas	77
Ítem 6. Directores, gerencia general y empleados.....	110
Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas	118
Ítem 8. Información financiera.....	120
Ítem 9. La oferta y cotización.	130
Ítem 10. Información adicional.....	132
Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado	137
Ítem 12. Descripción de valores que no sean acciones ordinarias.....	151
PARTE II	
Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades.....	152
Ítem 14. Modificaciones sustanciales a los derechos de los tenedores de valores y el uso de las ganancias ..	152
Ítem 15. Controles y procedimientos.....	152
Ítem 16. [Reservado].....	152
Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría	152
Ítem 16B. Código de ética.....	152
Ítem 16C. Honorarios y servicios de los contadores principales	153
Ítem 16D. Exoneraciones de los requisitos de inscripción de los Comités de Auditoría.....	153
Ítem 16E. Compras de acciones ordinarias por parte del emisor y personas relacionadas.....	153
PARTE III	
Ítem 17. Estados financieros.....	155
Ítem 18. Estados financieros.....	155
Ítem 19. Anexos.....	155

GLOSARIO

AESGener	<i>AES Gener S.A.</i>	Generadora chilena que compete con Endesa Chile en Chile, tanto en el SIC como en el SING, y además en Argentina, Brasil y Colombia.
AFP	<i>Administradora de Fondos de Pensiones</i>	Fondos de pensiones chilenos.
Ampla	<i>Ampla Energía e Servicios S.A.</i>	Distribuidora brasileña que opera en Río do Janeiro, de propiedad de Endesa Brasil, una filial de Enersis.
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>	Agencia brasileña para la energía eléctrica.
Betania	<i>Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.</i>	Filial de Endesa Chile en Colombia que opera una central hidroeléctrica de 541 MW.
Cachoeira Dourada	<i>Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.</i>	Compañía brasileña de propiedad de Endesa Brasil, una filial de Enersis, con una capacidad hidroeléctrica de 658 MW.
CAM	<i>Compañía Americana de Multiservicios Ltda.</i>	Filial de Enersis que participa en la adquisición de repuestos eléctricos.
CAMMESA	<i>Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.</i>	Empresa argentina a cargo de las operaciones del MEM. Los accionistas de CAMMESA consisten en empresas generadoras, distribuidoras y de transmisión, además de los grandes usuarios y la Secretaría de Energía.
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i>	Cámara de Comercialización de Energía en Brasil.
CDEC	<i>Centro de Despacho Económico de Carga</i>	Entidad autónoma de cada sistema eléctrico chileno responsable de la coordinación de operaciones eficientes y del despacho de unidades para satisfacer la demanda en todo momento.
CELTA	<i>Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.</i>	Filial de Endesa Chile que opera en el SING con centrales térmicas de 182 MW.
CEMSA	<i>Compañía de Energía del Mercosur S.A.</i>	Empresa comercializadora, filial de Endesa Chile, que opera en Argentina.
CGE	<i>Compañía General de Electricidad S.A.</i>	Segunda distribuidora más grande de Chile y cliente de Endesa Chile.
Chilectra	<i>Chilectra S.A.</i>	Principal distribuidora en Chile y de propiedad

		de Enersis.
CIEN	<i>Companhia de Interconexão Energética S.A.</i>	Compañía de transmisión de Brasil, 100 propiedad de Endesa Brasil, una filial de Enersis.
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>	Organismo estatal con responsabilidades dentro del marco regulatorio chileno.
Codensa	<i>Codensa S.A. E.S.P.</i>	Distribuidora colombiana controlada por Enersis.
Coelce	<i>Companhia Energética do Ceará S.A.</i>	Distribuidora brasileña que opera en el Estado de Ceará; Coelce es controlada por Endesa Brasil, una filial de Enersis.
CREG	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>	Comisión colombiana a cargo de la regulación de energía y gas.
CTM	<i>Compañía de Transmisión del Mercosur</i>	Compañía de transmisión, filial de Endesa Chile, con operaciones en Argentina.
Edegel	<i>Edegel S.A.A.</i>	Generadora peruana y filial de Endesa Chile.
Edelnor	<i>Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.</i>	Distribuidora peruana cuya área de concesión se ubica en el sector norte de Lima.
El Chocón	<i>Hidroeléctrica El Chocón S.A.</i>	Filial de Endesa-Chile con dos centrales hidroeléctricas, El Chocón (1.200MW) y Arroyito (120MW), ambas ubicadas en el Río Limay, Argentina.
Emgesa	<i>Emgesa S.A. E.S.P.</i>	Generadora colombiana controlada por Endesa Chile.
Endesa Costanera	<i>Endesa Costanera S.A.</i>	Generadora argentina controlada por Endesa Chile.
Endesa Brasil	<i>Endesa Brasil, S.A.</i>	Sociedad de inversiones brasileña, filial de Enersis, creada en el año 2005 para mejorar el posicionamiento del Grupo en este país.
Endesa Fortaleza	<i>Central Geradora Termelétrica Endesa Fortaleza S.A.</i>	Endesa Fortaleza es propietaria de una central generadora de ciclo combinado de 322 MW ubicada en el Estado de Ceará. Endesa Fortaleza es 100% propiedad de Endesa Brasil, la filial de Enersis.
Endesa Internacional	<i>Endesa Internacional S.A.</i>	ENDESA, S.A., filial que controla las operaciones en Latinoamérica.
ENDESA, S.A.	<i>Endesa, S.A.</i>	Principal compañía de generación y distribución eléctrica en España con una participación en

Enersis de 60,6% al 31 de diciembre de 2006.

MEM	<i>Mercado Eléctrico Mayorista</i>	Mercado Eléctrico Mayorista, el MEM corresponde al Sistema Interconectado Nacional, el SIN, de Argentina.
SIN	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>	Sistema Nacional Interconectado; los hay en Argentina, Brasil y Colombia.
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Eléctricos</i>	Entidad privada sin fines de lucro brasileña que se responsabiliza de la planificación y coordinación de las operaciones en los sistemas interconectados.
ORSEP	<i>Organismo Responsable de la Seguridad de las Presas</i>	Entidad responsable de la seguridad de las represas.
OSINERG	<i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía</i>	Autoridad fiscalizadora de electricidad del Perú.
Pangue	<i>Empresa Eléctrica Pangue S.A.</i>	Empresa eléctrica chilena y propietaria de la central Pangue, una filial de Endesa Chile.
Pehuenche	<i>Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.</i>	Empresa eléctrica chilena y propietaria de tres centrales en la cuenca del Río Maule. Pehuenche es filial de Endesa Chile.
San Isidro	<i>Compañía Eléctrica San Isidro S.A.</i>	Empresa eléctrica chilena y propietaria de una central térmica. San Isidro es 100% propiedad de Endesa Chile.
SEC	<i>Superintendencia de Electricidad y Combustible</i>	Organismo estatal supervisora de la industria eléctrica y de combustibles de Chile.
SEIN	<i>Sistema Eléctrico Interconectado Nacional</i>	Sistema eléctrico peruano.
SIC	<i>Sistema Interconectado Central</i>	Sistema interconectado central de Chile.
SING	<i>Sistema Interconectado del Norte Grande</i>	Sistema eléctrico que opera en la región norte de Chile.
SVS	<i>Superintendencia de Valores y Seguros</i>	Autoridad chilena responsable de supervisar los valores.
TESA	<i>Transportadora de Energía del Mercosur S.A.</i>	Compañía de transmisión y filial de Endesa Chile con operaciones en Argentina.
UTA	<i>Unidad Tributaria Anual</i>	Unidad monetaria chilena utilizada para determinar multas, entre otras cosas. Una UTA equivale 12 UTM.

UTM	<i>Unidad Tributaria Mensual</i>	Unidad monetaria chilena utilizada para determinar multas, entre otras cosas.
VAD	<i>Distribución de valor agregado</i>	Componente del valor agregado a la distribución en varios países.
VNR	<i>Valor Nuevo de Reemplazo</i>	Valor nuevo de reemplazo.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo al uso que se les da en el presente informe anual del Formulario 20-F, los pronombres personales de primera persona plural, tales como “nosotros”, “nos” o “nuestro(a)”, se refieren a Empresa Nacional de Electricidad S.A. o Endesa Chile y a sus filiales consolidadas a no ser que el contexto indique lo contrario. De no indicarse lo contrario, nuestra participación en nuestras principales filiales y compañías coligadas se expresa en términos de nuestra participación económica al 31 de diciembre de 2006.

Información financiera

Toda referencia a “dólares” o “\$” que se hace en el presente informe anual del Formulario 20-F se refiere a dólares de los Estados Unidos de América y toda referencia a “pesos” o “Ch\$” se refiere al peso, la moneda legal de la República de Chile; toda referencia a “Ar\$” o a los pesos argentinos se refiere a la moneda legal de la República de Argentina; toda referencia a “R\$,” “reales” o “reais” se refiere a los reales brasileños, la moneda legal de la República de Brasil; toda referencia a “soles” se refiere a los soles peruanos, la moneda legal de Perú; y toda referencia a “CPs” o al peso colombiano se refiere a la moneda legal de Colombia y toda referencia a la “UF” se refiere a las Unidades de Fomento, a no ser que se especifique lo contrario. La Unidad de Fomento es una unidad monetaria chilena denominada en pesos e indexada a la inflación. La UF se fija diariamente por adelantado sobre la base de los cambios registrados en la tasa de inflación del mes anterior. Al 31 de diciembre de 2006, 1 UF era equivalente a Ch\$ 18.336,38 y su equivalente en dólares era \$34,44 al 31 de diciembre de 2006, utilizando el tipo de cambio observado que informa el Banco Central de Chile para el 31 de diciembre de 2006 de Ch\$532,39 por \$1,00. Al 30 de abril de 2007, 1UF era equivalente a Ch\$ 18.413,67. 1 UF en dólares era equivalente a \$ 35,01 al 30 de abril de 2007, utilizando el tipo de cambio observado que informa el Banco Central de Ch\$ 525,96 por \$1,00.

Los estados financieros consolidados auditados de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., o Endesa Chile (la “Compañía”), y, a no ser que se indique lo contrario, otra información financiera relacionada con nosotros y nuestras filiales contenida en el presente informe anual, se presentan en pesos chilenos constantes de conformidad a los principios contables generalmente aceptados en Chile (en su conjunto los “GAAP de Chile”) y a los reglamentos de la Superintendencia de Valores y Seguros (“SVS”). Los datos expresados en pesos para todos los períodos incluidos en los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para el cierre de los tres ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2006, se expresan en pesos constantes al 31 de diciembre de 2006. Véase la Nota 18 a los estados financieros consolidados auditados contenidos en el presente documento. Para fines de la contabilidad chilena, los ajustes inflacionarios se calculan sobre la base de la convención “mes de desfase” que utiliza un factor de ajuste por inflación basado en el Índice de Precios al Consumidor chileno (“IPC chileno”), publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile. Por ejemplo, el ajuste por inflación aplicable al año calendario 2006 es la diferencia porcentual entre el IPC chileno del mes de noviembre de 2005 y el IPC chileno del mes de noviembre de 2006 que fue el 2,1%. Según se aplica a la Compañía, los GAAP chileno conlleva algunas diferencias significativas con respecto a los principios contables generalmente aceptados en los Estados Unidos (“U.S. GAAP”). Véase la Nota 18 a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía contenidos en otra parte del presente informe anual para obtener una descripción de las principales diferencias entre los GAAP de Chile y los U.S. GAAP, de como se relacionan con nosotros y de la conciliación con U.S. GAAP del patrimonio y de la utilidad neta para los tres años comprendidos en el período terminado al 31 de diciembre de 2006.

De conformidad a los GAAP de Chile, consolidamos los resultados operacionales de una empresa definida como “filial” en la Ley N° 18.046 (la “Ley de Sociedades Anónimas de Chile”). Con el fin de consolidar una empresa, en general, debemos cumplir con uno de los dos criterios:

Debemos:

- Controlar, directa o indirectamente, más del 50% de las acciones con derecho de voto en dicha empresa; o
- Designar o contar con la autoridad de designar a la mayoría del directorio de dicha empresa si controlamos el 50% o menos de las acciones con derecho de voto de dicha empresa.

Endesa Chile consolida todas sus filiales operacionales chilenas. En Argentina, Endesa Chile consolida Central Hidroeléctrica El Chocón S.A. (“El Chocón”) y la empresa termoeléctrica Endesa Costanera S.A. En Colombia, Endesa Chile consolida las empresas generadoras Central Hidroeléctrica de Betania S.A. (“E.S.P.” o “Betania”) y

Emgesa S.A. E.S.P. (“Emgesa”). Endesa Chile también consolida la empresa generadora Edegel S.A.A. (“Edegel”) en Perú.

Para la comodidad del lector, el presente informe anual contiene la conversión al dólar de ciertos montos expresados en pesos, a tipos de cambio específicos. A no ser que se indique lo contrario, el equivalente del dólar, para la información presentada en pesos, se basa en el tipo de cambio observado, según se define en el “Ítem 3. Información esencial— A. Datos financieros seleccionados—Tipos de cambio” al 31 de diciembre de 2006. La Reserva Federal de Nueva York no publica un tipo de cambio del medio día para el peso. No se hace ninguna representación indicando que los montos expresados en pesos o en dólares en el presente informe anual pudiesen haberse convertido o podrían convertirse a dólares o pesos, según sea el caso, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Véase “Ítem 3. Información Esencial— A. Datos financieros seleccionados—Tipos de cambio”.

Términos técnicos

En el presente documento, toda referencia a “GW” y “GWh” se refiere a gigawatt y a gigawatt hora, respectivamente; toda referencia a “MW” y “MWh” se refiere a megawatt y a megawatt hora, respectivamente; toda referencia a “kW” y “kWh” se refiere a kilowatt y a kilowatt hora, respectivamente; y toda referencia a “kV” se refiere a kilovolt. A no ser que se indique lo contrario, las estadísticas presentadas en el presente informe anual que dicen relación con las centrales de generación eléctrica se expresan en MW en lo que se refiere a la capacidad instalada de dichas instalaciones; y en el caso de la producción anual acumulada de electricidad de dichas centrales, se expresan en GWh. Un GW = 1.000 MW y un MW = 1.000 kW. Las estadísticas relacionadas con la producción anual acumulada de electricidad se expresan en GWh y se basan en un año de 8.760 horas. Las estadísticas relacionadas con la capacidad instalada y la producción de la industria eléctrica no incluyen la electricidad de las empresas auto productoras. Las estadísticas relacionadas con nuestra producción no incluyen la electricidad que nosotros consumimos en las centrales.

Las pérdidas técnicas de transmisión de energía se calculan al:

- Restar el número de GWh de la energía vendida del monto de energía comprada y generada (que ya excluye el consumo propio de energía y las pérdidas de las centrales), dentro de cierto período.

Cálculo de la participación económica

En el presente informe anual se hacen referencias a la “participación económica” de Endesa Chile en sus empresas filiales o coligadas. En aquellas circunstancias donde la Compañía no es dueña directa de su participación en una filial o empresa coligada, la participación económica de Endesa Chile en dicha filial o empresa coligada se calcula al multiplicar el porcentaje de la participación accionaria de la Compañía en una filial o empresa coligada de propiedad directa por el porcentaje de la participación accionaria de cualquier entidad en la cadena accionaria de dicha filial o empresa coligada. Por ejemplo, si Endesa Chile tiene una participación del 60% en una filial de propiedad directa y dicha filial tiene una participación del 40% en una empresa coligada, la participación accionaria económica de Endesa Chile en dicha empresa coligada sería el 24%. En el presente informe anual también se hacen referencias a la participación económica de Endesa Chile en sus empresas filiales y coligadas.

Declaraciones con visión hacia el futuro

El presente informe anual contiene declaraciones que constituyen o que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro. Estas declaraciones aparecen continuamente en el presente informe anual e incluyen las declaraciones referentes a nuestras intenciones, creencias y expectativas, que incluyen, entre otros:

- nuestro programa de gastos de capitales;
- las tendencias que afectan nuestra condición financiera o los resultados operacionales;
- nuestra política de dividendos;
- el impacto futuro de la competencia y la regulación;

- las condiciones políticas y económicas en aquellos países donde operamos o podemos operar en el futuro y donde nuestras compañías coligadas operan o pueden operar en el futuro;
- cualquier declaración precedida por, seguida por o que incluye las palabras “cree”, “espera”, “prevé”, “anticipa”, “pretende”, “estima”, “debería”, “puede” o expresiones similares; y
- otras declaraciones contenidas o incorporadas en el presente informe anual, para referencia, relacionadas con temas que no se tratan de hechos históricos.

Dado que dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, los resultados efectivos pueden diferir significativamente con respecto a aquellos expresados o implicados en dichas declaraciones con visión hacia el futuro. Los factores que pueden ocasionar diferencias significativas con respecto a los resultados efectivos son los que se indican a continuación, entre otros:

- los cambios al entorno regulatorio dentro de uno o más de uno de los países en los cuales operamos;
- los cambios al marco regulatorio medioambiental en uno o más de uno de los países en los cuales operamos;
- nuestra capacidad de implementar las inversiones propuestas, lo que demuestra nuestra capacidad de asegurar el financiamiento cuando se necesita;
- la naturaleza y el ámbito de la competencia futura en nuestros principales mercados;
- los desarrollos políticos, económicos y demográficos en los mercados emergentes de los países de América Latina en los cuales realizamos nuestra actividad comercial; y
- los factores mencionados posteriormente en la sección titulada “Factores de Riesgo”.

No se debe confiar indebidamente en dichas declaraciones, las cuales sólo se refieren a lo ocurrido a la fecha en la que se confeccionaron. Nuestros contadores públicos independientes no han estudiado ni preparado los estados de proyecciones con respecto al futuro y por ende no garantizan el contenido de dichas declaraciones. Se debería tener en cuenta estas declaraciones admonitorias junto con cualquier otra declaración con visión hacia el futuro escrita u oral que pudiéramos publicar en el futuro. No asumimos ninguna obligación de divulgar públicamente las modificaciones que pudiesen aplicarse a las declaraciones con visión hacia el futuro que se encuentran en el presente informe anual con el fin de reflejar eventos o circunstancias posteriores o para reflejar la ocurrencia de eventos no anticipados.

Para todas estas declaraciones con visión hacia el futuro, solicitamos la protección de puerto seguro en relación a las declaraciones con visión hacia el futuro establecida bajo la Ley de Reforma de Litigio de Valores Privados (“*Private Securities Litigation Reform Act*”) de 1995.

PARTE I

Ítem 1. Identidad de directores, gerencia general y asesores

No se aplica.

Ítem 2. Estadísticas de oferta y calendario previsto

No se aplica.

Ítem 3. Información esencial

A. Datos financieros seleccionados

El siguiente resumen de datos financieros y operacionales seleccionados y consolidados debe leerse junto con, y se justifica en su totalidad por medio de referencias a, los estados financieros consolidados auditados de la Compañía que se incluyen en el presente informe anual. Los estados financieros consolidados auditados son preparados de conformidad a los GAAP de Chile y a los reglamentos de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), los cuales, en su forma conjunta, difieren significativamente en algunos aspectos de los U.S. GAAP La Nota 33 a los estados financieros consolidados auditados presenta una descripción de las principales diferencias entre los GAAP de Chile y los U.S. GAAP además de una conciliación con los U.S. GAAP de la utilidad neta y del patrimonio total para los períodos y las fechas indicados. Los datos financieros a partir de o para cada uno de los cinco períodos terminados al 31 de diciembre de 2006 en la tabla que aparece a continuación, se han recalculado en pesos constantes al 31 de diciembre de 2006.

Todos los datos, salvo las razones y los datos operacionales, se expresan en millones. Para la comodidad del lector, todos los datos presentados en dólares en el siguiente resumen, a partir de y al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2006, se convierten al Tipo de Cambio Observado de Ch\$532,39 por \$1,00. La Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio de compra del medio día para el peso. No se hace ninguna petición indicando que los montos expresados en pesos o en dólares en el presente informe anual pudiesen haberse convertido o podrían convertirse en dólares o en pesos, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Para obtener mayor información sobre los tipos de cambio históricos, véase “Ítem 3. Información esencial — A. Datos financieros seleccionados — Tipos de cambio” a continuación.

Nuestras principales filiales se consolidaron antes de 1998. A partir del 1 de octubre de 2005, la participación total de Endesa Chile en Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. o Cachoeira Dourada, el 92,51%, se traspasó a Endesa Brasil y, en consecuencia, Endesa Chile dejó de consolidarla, lo que tiene un impacto importante en las cifras del balance para el 31 de diciembre de 2005. Otros efectos significativos podrían aparecer en los futuros estados de resultados ya que los ingresos y gastos relacionados ya no se consolidarán. Véase el “Ítem 4.A – Historia y desarrollo de la Compañía” para obtener detalles sobre Endesa Brasil. Todas las empresas se han consolidado conforme con el GAAP chileno.

La información descrita en la tabla a continuación incluye el efecto de ciertos cambios contables en el cierre de los cinco años y al 31 de diciembre de 2006, los cuales impactan la comparabilidad que a continuación se presenta. Para mayor información de los cambios en las políticas contables, véase las Notas 3 y 32 a nuestros estados financieros consolidados.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de (en millones de Ch\$ constantes)

	2002	2003	2004	2005	2006	2006
	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	(millones de U.S.\$) (1)
GAAP de Chile:						
Ingresos de explotación.....	1.027.258	997.768	1.092.305	1.146.623	1.337.121	2.511.54
Costos de explotación.....	(608.390)	(596.794)	(665.531)	(704.081)	(793.260)	(1.490.00)
Gastos de administración y ventas.....	(39.737)	(33.962)	(36.434)	(39.388)	(39.386)	(73.98)
Resultado de explotación.....	379.130	367.013	390.340	403.154	504.475	947.57
Utilidad (pérdida) inversiones empresas relacionadas, neta	9.384	18.832	20.312	13.854	42.345	79.54
Amortización menor valor de las inversiones.....	(118.880)	(1.673)	(1.549)	(1.395)	(943)	(1.77)
Ingresos (gastos) financieros, neto	(222.184)	(204.777)	(187.906)	(166.670)	(157.101)	(295.09)
Corrección monetaria y conversión de monedas extranjeras, netas.....	3.894	10.334	24.161	16.560	5.095	9.56
Otros ingresos (gastos) fuera de explotación, netos	(15.429)	(16.793)	(29.664)	(20.732)	(13.600)	(25.55)
Resultado antes de impuesto sobre las utilidades, interés minoritario y amortización mayor valor de las inversiones.....	35.915	172.935	215.694	244.770	380.271	714.27
Impuesto sobre las utilidades.....	(77.341)	(29.683)	(98.823)	(93.885)	(130.857)	(245.79)
Pérdida extraordinaria	(11.968)	—	—	—	—	—
Interés minoritario	(50.896)	(75.446)	(45.274)	(53.571)	(65.911)	(123.80)
Amortización mayor valor de las inversiones.....	94.084	16.903	17.031	15.632	6.037	11.34
Utilidad neta (pérdida)	(10.206)	84.710	88.628	112.946	189.541	356.01
Utilidad neta (pérdida) por acción en Ch\$/U.S.\$	1.25	10.33	10.80	13.77	23.11	0.04
Utilidad neta (pérdida) por ADS en Ch\$/U.S.\$ (2)	37.33	309.98	324.07	413.20	693.29	1.30
U.S. GAAP (6):						
Ingresos de explotación.....	1.005.548	997.769	1.092.305	1.146.623	1.337.121	2.511.54
Resultado de explotación	207.695	169.643	410.319	419.537	529.354	994.30
Utilidad inversiones empresas relacionadas.....	32.229	48.999	20.313	(15.311)	46.584	87.50
Impuesto sobre las utilidades.....	(92.651)	26.529	(161.068)	(101.838)	(138.913)	(260.92)
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas.....	(82.289)	78.865	67.213	102.382	211.894	398.01
Efecto acumulado de cambios en los principios contables después de impuestos e interés minoritario.....	—	(131)	1.277	—	—	—
Utilidad de operaciones discontinuas después de impuestos e interés minoritario.....	301	125	—	—	—	—
Utilidad neta (pérdida)	(81.986)	78.859	68.490	102.382	211.894	398.01
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por acción en Ch\$/U.S.\$	(10.03)	9.73	8.20	12.49	25.83	0.05
Efecto acumulado de cambios en los principios contables	—	(0.02)	0.15	—	—	—
UPS en U.S. GAAP antes de operaciones discontinuas.....	(10.03)	9.71	8.35	12.49	25.83	0.05
UPS en U.S. GAAP derivadas de operaciones discontinuas.....	0.03	0.02	—	—	—	—
Utilidad neta (pérdida) por acción en Ch\$/U.S.	(10.00)	9.73	8.35	12.49	25.83	0.05
Utilidad (pérdida) de operaciones continuas por ADS en Ch\$/U.S.\$ (4)	(300.82)	291.90	246.0	374.60	748.30	1.41
Utilidad (pérdida) de operaciones discontinuas por ADS en	0.92	0.61	—	—	—	—

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de (en millones de Ch\$ constantes)

	2002	2003	2004	2005	2006	2006
	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	(millones de U.S.\$) (1)
Ch\$/U.S.\$						
Utilidad neta (pérdida) por ADS en Ch\$/U.S.	(299.9)	292.51	246.0	374.60	748.30	1.41

Datos del Balance Consolidado

GAAP de Chile:

Activos totales	7.144.273	5.925.516	5.624.786	4.976.835	5.284.687	9.926
Deuda a largo plazo	2.695.042	2.482.423	2.318.189	1.807.730	2.093.571	3.932
Interés minoritario	1.640.625	1.320.278	1.192.505	953.512	935.188	1.757
Patrimonio total	1.566.605	1.618.351	1.659.511	1.676.746	1.794.310	3.370
Capital social	1.138.620	1.138.620	1.138.620	1.138.620	1.138.620	2.139

U.S. GAAP

Activos totales	6.852.743	5.588.787	5.281.912	4.695.425	4.995.237	9.382.67
Deuda a largo plazo	2.925.940	2.564.032	2.442.720	1.943.603	2.204.469	4.140.70
Interés minoritario	1.669.846	1.277.390	1.100.033	874.678	851.234	1.598.89
Patrimonio total	1.154.390	1.217.997	1.261.744	1.309.161	1.443.984	2.712.27
Capital social	1.138.620	1.138.620	1.138.620	1.138.620	1.138.620	2.138.70

Otros datos financieros consolidados

GAAP de Chile:

Inversiones en capital (5)	147.675	142.182	101.689	60.014	170.085	319
Depreciación y amortización	242.781	181.149	166.654	161.040	171.320	322
Dividendos en efectivo por acción en Ch\$/U.S.\$ (3)	—	2.43	4.37	5.97	2.57	0.0048
Dividendos en efectivo por ADS en U.S.\$ (2)(3)(4)	—	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
Promedio ponderado acciones en circulación (millones)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202
Número de ADS (millones)	16	14	14	14	14	14

- (1) Sólo para facilitar la lectura del documento, las cantidades en pesos han sido llevadas a dólar al tipo de cambio de Ch\$532,39 por dólar, el tipo de cambio observado al 31 de diciembre de 2006. No se debería interpretar la conversión de monedas que se realiza en este informe anual como una representación real de lo que realmente representan los montos expresados en pesos en términos del actual dólar ni que se podría convertir los montos expresados en pesos al dólar al tipo de cambio indicado o a ningún otro tipo de cambio.
- (2) Las cantidades por ADS en millones de pesos constantes se determinan al multiplicar las cantidades por acción por 30 (1 ADS = 30 acciones). Las cantidades por acción en millones de dólares se determinan al dividir las cantidades por ADS por 30.
- (3) Este cuadro detalla los dividendos devengados en cualquier año dado, y no necesariamente pagados ese mismo año. El dividendo de 2005 se pagó el 30 de marzo de 2006. El dividendo final para el año 2006 se distribuirá después de la junta de accionistas a celebrarse el 24 de abril de 2007.
- (4) Las cantidades en dólares se calculan al aplicar el tipo de cambio de dólar en la fecha correspondiente al pago de los dividendos a las cantidades en pesos nominales.
- (5) Las inversiones no incluyen inversiones en acciones de empresas y la incorporación de activos de filiales en etapas de desarrollo.
- (6) Para la conciliación de los GAAP de Chile con los U.S. GAAP, véase la Nota 32 a los estados financieros consolidados las "Diferencias entre los principios contables generalmente aceptados en Chile y los de Estados Unidos".

Tipos de cambio

Las fluctuaciones cambiarias entre el peso y el dólar afectarán la equivalencia en dólares del precio de las acciones ordinarias en pesos de Endesa Chile, sin valor nominal (las “Acciones” o “Acciones Ordinarias”), de la Compañía en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Corredores de Valparaíso (colectivamente, las “Bolsas Chilenas”). Es probable que estas fluctuaciones tengan un impacto en el precio spot de los *American Depositary Shares* (“ADS”) de la Compañía y en la conversión del peso al dólar de los dividendos en efectivo relacionados con las acciones representadas por los ADS. Adicionalmente, en la medida que los pasivos financieros de la Compañía se denominen en monedas extranjeras, las fluctuaciones cambiarias pueden tener un impacto significativo en las ganancias.

En Chile, la Ley Orgánica del Banco Central de Chile N° 18.840 (“Ley del Banco Central”), promulgada en 1989, facilitó la compraventa de divisas extranjeras en Chile. Actualmente, la Ley del Banco Central establece que el Banco Central puede exigir que ciertas transacciones de compraventa de divisas extranjeras se realicen en el mercado cambiario formal, un mercado compuesto por bancos y otras entidades explícitamente autorizados por el Banco Central. Otras transacciones de compraventa de divisas extranjeras que, en general, se pueden transar fuera del mercado cambiario formal, puede hacerse en el mercado cambiario informal, el cual constituye un mercado de divisas reconocido en Chile. Tanto el mercado cambiario formal como el informal se mueven en función de las fuerzas del libre mercado. Las monedas extranjeras orientadas a los pagos y distribuciones asociadas a los ADS, se pueden comprar en el mercado cambiario formal o el informal, sin embargo, dichos pagos y distribuciones deben remitirse necesariamente a través del mercado cambiario formal.

Para los efectos de las operaciones del mercado cambiario formal, el Banco Central de Chile fija un tipo de cambio referencial (“dólar acuerdo”) que lo vuelve a fijar a diario, tomando en consideración la inflación interna y externa además de las variaciones de paridad entre el peso y cada una de estas monedas: el dólar, el yen japonés y Euro, en una proporción de 80:5:15, respectivamente. A diario, el Banco Central informa y publica en los diarios chilenos el tipo de cambio observado (dólar observado), el cual se calcula al sacar el promedio ponderado de las transacciones realizadas durante el día hábil anterior en el mercado cambiario formal.

El mercado cambiario informal refleja las transacciones realizadas a tipos de cambio informales (el “tipo de cambio informal”) por parte de entidades sin la autorización expresa para operar en el mercado cambiario formal (por ejemplo, ciertas casas de cambio, agencias de viaje, entre otros). En el mercado cambiario informal no se han impuesto restricciones a las fluctuaciones del tipo de cambio por encima o por debajo del dólar observado. Se ha observado que desde 1993, típicamente, el dólar observado y el tipo de cambio informal han mantenido valores con una diferencia del 1%. El 31 de diciembre de 2006, el tipo de cambio informal fue Ch\$533,38, o el 0,19% menor que el dólar observado publicado que fue Ch\$532,39 por \$1,00. El 30 de abril de 2007, el tipo de cambio informal fue Ch\$ 524,76 por \$ 1,00, el 0,23% menor que el tipo de cambio observado para esa fecha de Ch\$ 525,96. A no ser que se indique lo contrario, las cantidades convertidas al dólar se calcularon en base a los tipos de cambio vigentes el 31 de diciembre de 2006.

En la tabla que aparece a continuación se presentan algunos datos publicados por el Banco Central con respecto al dólar observado, los cuales se aplican a los períodos y fechas indicados. No se hace ninguna petición indicando que los montos expresados en pesos o en dólares en el presente Formulario 20-F pudiesen haberse convertido o podrían convertirse en dólares o pesos, según sea el caso, a los tipos de cambio indicados o a cualquier otro tipo de cambio. La Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio del medio día para el peso.

<u>Año</u>	Tipo de cambio observado (1) (Ch\$ por U.S.\$)			
	Mínimo (2)	Máximo (2)	Promedio (3)	Cierre del período
2002.....	641.75	756.56	692.32	718.61
2003.....	593.10	758.21	686.89	593.80
2004.....	557.40	649.45	611.11	557.40
2005.....	509.70	592.75	558.06	512.50

<u>Año</u>	Tipo de cambio observado (1) (Ch\$ por U.S.\$)			
	Mínimo (2)	Máximo (2)	Promedio (3)	Cierre del período
2006.....	511.44	549.63	529.64	532.39

<u>Últimos seis meses</u>	Tipo de cambio observado (1) (Ch\$ por U.S.\$)			
	Mínimo (2)	Máximo (2)	Promedio (3)	Cierre del período
2006				
Noviembre.....	523.34	530.61	–	527.69
Diciembre.....	524.78	534.43	–	532.39
2007				
Enero.....	534.42	545.18	–	544.49
Febrero.....	535.29	548.67	–	540.07
Marzo.....	535.36	541.95	–	539.21
Abril.....	525.96	539.69	–	525.96

Fuente: Banco Central de Chile.

- (1) Refleja el peso a valores históricos en lugar de pesos constantes.
- (2) Los tipos de cambio constituyen los valores altos y bajos efectivos, a diario, para cada período.
- (3) El promedio de los tipos de cambio en el último día de cada mes durante el período. Esto no se aplica a los datos mensuales.

B. Capitalización y endeudamiento

No se aplica.

C. Motivos que explican la oferta y el uso de ganancias

No se aplica.

D. Factores de riesgo

Factores de riesgo asociados a nuestras operaciones en cada país en que operamos

Puesto que nuestro negocio depende en gran parte de las condiciones hidrológicas, las condiciones de sequía pueden tener un impacto negativo en nuestra rentabilidad.

Aproximadamente el 64% de nuestra capacidad de generación consolidada en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú es hidroeléctrica y por lo tanto las condiciones hidrológicas adversas puede tener un impacto adverso en nuestro negocio y nuestros resultados operacionales.

Durante los períodos de sequía, la electricidad proveniente de las centrales térmicas se despacha con mayor frecuencia, esto incluye la electricidad que proviene de aquellas generadoras que utilizan el gas natural, el fuel oil y el carbón como combustible. Nuestros gastos de explotación aumentan durante estos períodos y, según el alcance de nuestros compromisos, es posible que tengamos que realizar compras de electricidad de terceros con el fin de cumplir con todas nuestras obligaciones contractuales. El costo de estas compras de electricidad en el mercado spot puede superar el precio al que debemos vender la electricidad por contrato, ocasionando pérdidas en esa región.

Tenemos una política comercial y de riesgo con el fin de mitigar el impacto de potenciales interrupciones en nuestra capacidad de suministrar electricidad, incluyendo aquellas ocasionadas por sequía, las interrupciones en el suministro de gas y las suspensiones prolongadas. De conformidad a esta política, se determina cierto volumen de

contratos para cada generadora que reduce los riesgos a niveles aceptables, respaldado con una confiabilidad estadística del 95%. Se exige que cualquier contrato para un volumen superior a dicho nivel del 95% incorpore cláusulas que transfieren el riesgo de interrupciones a los clientes. Pese a esta política de reducción de riesgos, una sequía prolongada podría tener un impacto adverso en nuestros resultados.

Las autoridades regulatorias chilenas nos pueden imponer multas.

En Chile, nuestro negocio de electricidad puede estar sujeto a multas regulatorias producto de cualquier incumplimiento con los reglamentos vigentes, incluyendo una falla en el suministro de energía. Dichas multas pueden fluctuar entre 1 Unidad Tributaria Mensual (“UTM”) y 10.000 Unidades Tributarias Anuales (“UTA”), lo que equivale aproximadamente a \$60 y \$7,2 millones, utilizando la UTM, la UTA y los tipos de cambio extranjeros al 31 de diciembre de 2007. Toda compañía eléctrica bajo la supervisión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o la SEC, puede estar sujeta al pago de estas multas, las cuales se aplican a los casos en que, a juicio de la SEC, a dicha compañía se le atribuye las fallas operacionales que afectan el habitual suministro de energía al sistema. Estas multas se pueden apelar. Una compañía eléctrica bajo la supervisión de la SEC puede estar sujeta a multas cuando el sistema eléctrico se ve afectado por fallas operacionales, incluso cuando la compañía no tiene la autoridad para reaccionar con motivo de evitar dichas fallas.

Puede que se les exige a nuestras filiales de generación el pago de multas o compensaciones a sus clientes si no son capaces de suministrar electricidad a los mismos, incluso si dichas fallas se deben a causas que son fuera de nuestro control.

En 2003, la SEC impuso una multa a algunas de nuestras filiales de generación chilenas por un monto acumulado de aproximadamente 5.330 UTA, lo que equivale aproximadamente \$3,8 millones, producto de una falla en la transmisión de energía en la Región Metropolitana de Chile el día 23 de septiembre de 2002. En 2004, la SEC nos impuso multas por un monto acumulado de 2.030 UTA. Desde esa fecha se han reducido estas multas a 1,610 UTA o \$1,2 millones, gracias a una resolución administrativa de la SEC. El 4 de julio de 2005, la SEC nos impuso otras multas por el valor de 1.260 UTA, lo que equivale aproximadamente \$ 0,9 millones, en relación a otro apagón producido el 7 de noviembre de 2003 en la Región Metropolitana. En la actualidad estamos en el proceso de apelar a dichas multas, pero es posible que no tengamos éxito.

Reglamentos gubernamentales pueden ocasionar costos de explotación adicionales y una disminución en nuestros ingresos.

Estamos sujetos a reglamentos amplios que se aplican a las tarifas y a otros aspectos de nuestro negocio en los países en los cuales operamos y a veces dichos reglamentos pueden tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad. Además, con frecuencia a las autoridades legislativas y administrativas en los países donde operamos se les presentan modificaciones al marco regulatorio que incluyen cambios que, de aprobarse, afectarían de manera significativa nuestras operaciones y podrían tener un impacto adverso importante en nuestro negocio.

En Chile, si no somos capaces de cumplir con nuestras obligaciones contractuales durante los períodos de racionamiento eléctrico, posiblemente tendríamos que asumir mayores costos de explotación. El Estado chileno puede aplicar un racionamiento eléctrico durante condiciones de sequía o durante fallas prolongadas en las centrales termoeléctricas del país. Si, durante el racionamiento, no podemos generar la electricidad suficiente para cumplir con nuestras obligaciones contractuales, posiblemente nos veríamos obligados a comprar electricidad en el mercado spot al precio spot, puesto que una sequía ya no puede constituir un evento de fuerza mayor. El precio spot puede ser significativamente mayor que nuestros costos de generación eléctrica y puede alcanzar el nivel del “costo de falla” que fija la Comisión Nacional de Energía o la CNE. El “costo de falla” se determina sobre la base de los modelos económicos de la CNE como el costo más alto de electricidad durante los períodos de sequía o de déficit de electricidad. En el caso de que no pudiésemos comprar la electricidad suficiente en el mercado spot como para satisfacer todas nuestras obligaciones contractuales tendríamos que compensar a nuestros clientes regulados por el volumen que no pudimos suministrar al “precio al usuario final racionado”. En el caso de que las autoridades reglamentarias de Chile impusieran una política de racionamiento de importancia relativa, nuestro negocio, la condición financiera y los resultados operacionales podrían verse afectados negativamente de manera sustancial.

Del mismo modo, si cualquiera de las autoridades regulatorias aplicara una política de racionamiento producto de condiciones hidrológicas adversas en los países donde operamos, nuestro negocio, la condición financiera y los resultados operacionales podrían sufrir un importante impacto negativo. Los períodos de racionamiento pueden

suceder en el futuro y, por ende, es posible que se les exija a nuestras filiales de generación el pago de multas legales si dichas filiales no lograsen suministrar un servicio adecuado bajo dichas circunstancias.

Aproximadamente el 76% de la capacidad instalada de nuestras filiales de generación chilenas es hidroeléctrica. Estas mismas son propietarias de los derechos de agua que constituyen derechos de propiedad absolutos e incondicionales y de duración ilimitada, concedidos por la Dirección General de Aguas de Chile. Sin embargo, en marzo de 2005 el Congreso chileno aprobó una modificación a las leyes que rigen el uso de los derechos de agua no aprovechados. Conforme a la ley modificada, a partir del 1 de enero de 2006, las generadoras chilenas han tenido que contribuir un pago anual para los efectos de una patente para los derechos de agua no aprovechados. El gasto de Endesa Chile en el 2006 que corresponde a esta patente ascendió a 70.816 UTM (lo equivalente a \$4,3 millones). Constantemente analizamos los derechos de agua para determinar cuales mantendremos para el futuro y cuales renunciaremos. Al determinar que ciertos derechos de agua no se aprovecharán para un proyecto en el futuro, renunciaremos dichos derechos con el fin de evitar la responsabilidad de pagar los patentes. Estimamos que, en caso de no abandonar ninguno de los derechos de agua en el SIC, tendremos que desembolsar un monto total no superior a 5.773 UTA (o \$ 4,3 millones al año) para los efectos del pago de patentes. Los pagos desembolsados para efectos de patentes durante los ocho años anteriores al inicio de cualquier proyecto o al uso de dichos derechos de agua se pueden recuperar mediante un crédito tributario que se aplica mensualmente hasta recuperar la totalidad de los pagos correspondientes a los patentes.

En el caso de los derechos de agua ubicados en la parte austral de Chile (las XI y XII Regiones, fuera del área que abarca el SIC), los gastos para efectos de patentes se pagarán a partir del 1 de enero de 2012, haciendo uso el SIC del mismo régimen de crédito tributario que se mencionó en el párrafo anterior.

En mayo de 2001, el Ministerio de Economía de Chile emitió la Resolución 88, en virtud de la cual se requiere que las generadoras eléctricas como las nuestras suministren energía a las distribuidoras que no han podido contratar el suministro de energía adecuado para entregar a sus clientes. La más reciente modificación aplicada en mayo de 2005 a ley eléctrica, llamada la Ley Corta II, estableció un mecanismo de compensaciones transitorias, según el cual hasta el 31 de diciembre de 2008, las ventas de energía derivadas de la Resolución 88 se deben llevar a cabo al precio spot y no al precio de nudo. El 26 de julio de 2006, la autoridad adoptó la Resolución 25 que amplía este el plazo del mecanismo de compensaciones transitorios hasta el 31 de diciembre de 2009. Para una discusión más completa del tema, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía – B. Vista general del negocio – Generación de electricidad en Chile – Marco regulatorio de la industria eléctrica”.

Los reglamentos ambientales en los países en los cuales operamos pueden ocasionar un aumento de nuestros gastos de explotación.

Nuestras filiales operacionales también están sujetas a los reglamentos ambientales, los cuales, entre otras cosas, exigen que la Compañía realice estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que obtenga los permisos de las entidades reguladoras tanto locales como nacionales. Las autoridades estatales pueden negar la aprobación de estos estudios de impacto ambiental, la oposición pública puede ocasionar demoras o modificaciones en cualquiera de los proyectos propuestos y las leyes y reglamentos pueden sufrir modificaciones o interpretarse de tal forma que tengan un efecto adverso en nuestras operaciones o en planes que tenemos para las compañías en las cuales tenemos inversiones. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía—D. Propiedad, plantas y equipos —Temas ambientales”.

Los riesgos cambiarios pueden tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y en nuestra condición financiera.

En el pasado, el peso y las demás divisas sudamericanas con las cuales nosotros y nuestras filiales operamos han estado sujetas a grandes depreciaciones y apreciaciones frente al dólar y pueden estar sujetas a importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, una parte importante de nuestro endeudamiento consolidado se ha expresado en dólares y, a pesar de que una porción de nuestros ingresos se vincula en parte con el dólar, generalmente hemos estado expuestos y continuamos sustancialmente expuestos a las fluctuaciones de nuestras monedas locales frente al dólar producto de las demoras y otras restricciones asociadas a la indexación de nuestros aranceles con el dólar.

Debido a esta exposición, el efectivo que generamos nosotros y nuestras filiales pueden sufrir una reducción sustancial cuando nuestras monedas locales experimentan una devaluación frente al dólar. La volatilidad futura del

tipo de cambio del peso y de las demás monedas en las cuales recibimos nuestros ingresos e incurrimos en gastos con respecto al dólar, puede tener un impacto en nuestra condición financiera y nuestros resultados operacionales. Para obtener mayor información de los riesgos asociados a los tipos de cambio de monedas extranjeras, véase “Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa sobre el riesgo de mercado”.

Al 31 de diciembre de 2006, el endeudamiento consolidado total de Endesa Chile (después de restado los instrumentos de cobertura de divisas) fue \$3.904 millones, de los cuales \$ 2.579 millones se denominaban en dólares. Durante el período de los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2006, nuestros ingresos alcanzaron \$2.512 millones de los cuales el 18%, se denominaban en dólares y el 44%, se vinculaban con el dólar de alguna manera. Ahora bien, el equivalente a \$115 millones correspondía a ingresos en pesos.

Además del dólar y el peso, nuestro endeudamiento consolidado denominado en divisas extranjeras incluía el equivalente a \$675 millones en pesos colombianos, \$164 millones en soles peruanos y \$32 millones en pesos argentinos. Los ingresos antes de los ajustes por consolidación en estas otras divisas durante el período de los doce meses que termina el 31 de diciembre de 2006, incluían el equivalente a los \$285 millones en pesos colombianos, \$441 millones en pesos argentinos y \$106 millones en soles peruanos. Si bien generamos ingresos y nos incurrimos en deuda en estas mismas monedas, creemos que nos encontramos expuestos al riesgo en términos de nuestra exposición cambiaria ante estas cuatro divisas. El caso de mayor importancia es el caso de Argentina, país en el cual la mayor parte del principal de nuestra deuda se denomina en el dólar mientras que nuestros ingresos corresponden principalmente al peso argentino.

Puede que estemos sujetos al riesgo de refinanciamiento.

Al 31 de diciembre de 2006, nuestro endeudamiento consolidado fue de \$338 millones con vencimiento en 2007, \$614 millones con vencimiento en 2008, \$918 millones con vencimiento en 2009 (los tenedores de ciertos Bonos Yankee pueden ejercer su opción de venta el 1 de febrero de 2009), \$403 millones en 2010, \$220 millones en 2011 y \$1.411 millones de nuestro endeudamiento consolidado vencen de allí en adelante. La distribución por país de los \$338 millones de endeudamiento consolidado es la siguiente: \$75 millones en Argentina, \$107 millones en Colombia, \$108 millones en Perú y \$48 millones en Chile.

Estamos sujetos a ciertas cláusulas financieras bastante estándares que se relacionan con las máximas razones de endeudamiento al flujo de efectivo ajustado, de endeudamiento-EBITDA, de deuda-patrimonio y con la mínima razón de flujo de efectivo ajustado al gasto financiero. Adicionalmente, la mayor parte de nuestro endeudamiento contiene disposiciones de incumplimiento cruzado que por lo general se gatillan cuando quedan en incumplimiento otras deudas de montos superiores a los \$30 millones en forma individual. En el caso de gatillar cualquiera de nuestras disposiciones de incumplimiento cruzado y que nuestros acreedores existentes exigiesen el pago inmediato, una parte importante de la deuda de Endesa Chile, independiente, podría devengar y ser pagadera. Véase “Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas—B. Liquidez y recursos de capital” para obtener mayor información acerca de estas disposiciones y otras aplicables a estos mecanismos de crédito.

Posiblemente no tengamos la capacidad de refinanciar nuestro endeudamiento o de obtener dicho financiamiento de conformidad con términos que nos sean aceptables. Ante la ausencia de dicho financiamiento, podríamos vernos obligados a enajenar activos con el fin de cubrir cualquier brecha en los pagos devengados de nuestro endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para dichos activos. Por otra parte, es posible que no se pudiese vender los activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos como para permitirnos realizar dicho pagos.

A la fecha del presente informe, nuestras filiales en Argentina constituyen las empresas expuestas al más alto riesgo de refinanciamiento. Al 31 de diciembre de 2006, la deuda financiera con terceros de nuestras filiales argentinas (Endesa Costanera y El Chocón) alcanzó aproximadamente \$ 327 millones. De conformidad con la política que aplicamos a todas nuestras filiales argentinas, mientras sigan vigentes las restricciones a divisas en Argentina e irresueltos los temas asociados al sector eléctrico, estamos refinanciando la mayor parte de nuestra deuda pendiente. Si nuestros acreedores no siguen aceptando el refinanciamiento del principal de la deuda al ser pagadero o si el Banco Central de Argentina no continúa permitiéndolo, es posible que no tengamos la capacidad de refinanciar nuestra deuda de acuerdo a condiciones que sean aceptables.

Dependemos en parte de los pagos que recibamos de nuestras filiales y empresas relacionadas para cumplir con nuestras obligaciones de pago.

Para poder satisfacer nuestras obligaciones, dependemos en parte del efectivo de los dividendos, de los pagos de créditos y de interés, de las reducciones de capital y de otros pagos en efectivo que recibamos de nuestras filiales y compañías coligadas. La capacidad de nuestras filiales de pagar los dividendos, realizar los pagos de interés y de créditos y entregar otras distribuciones a nosotros está sujeta a ciertos límites legales tales como las restricciones de dividendos, los deberes fiduciarios, las restricciones contractuales y los controles cambiarios que se pueden imponer en cualquiera de los cinco países en los cuales operan nuestras filiales y compañías coligadas. Al mismo tiempo, es posible que nuestras filiales y compañías coligadas cuenten con restricciones adicionales producto de sus resultados operacionales.

En general, hemos podido acceder a los flujos de caja de nuestras filiales chilenas, pero esto no ha sido el caso con respecto del acceso a los flujos de caja de nuestras filiales operacionales extranjeras debido a los reglamentos estatales, las consideraciones estratégicas, las condiciones económicas y las restricciones crediticias.

Es posible que nuestros resultados operacionales futuros fuera de Chile sigan sujetos a mayor incertidumbre económica y política que aquella que se ha experimentado en Chile, afectando así nuestra capacidad de recibir los flujos de caja de las operaciones de aquellas entidades para el pago de nuestras deudas.

Los límites de los dividendos y otras restricciones legales. Nosotros y nuestras filiales chilenas estamos sujetos a las habituales restricciones legales que limitan la suma de las distribuciones de dividendos. Algunas de nuestras filiales no chilenas también están sujetas a las exigencias de una reserva legal entre otras restricciones aplicables al pago de dividendos. Adicionalmente, en algunas de nuestras filiales que no son de propiedad absoluta la capacidad de entregarnos la caja puede verse limitada producto de los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a sus accionistas minoritarios. Producto de dichos deberes, cualquiera de nuestras filiales podría, en ciertas circunstancias, verse inhabilitada con respecto a la entrega de caja a nosotros.

Las restricciones contractuales. Las restricciones de entrega de caja contenidas en los acuerdos contractuales de nuestras filiales incluyen:

- Las prohibiciones con respecto a la distribución de dividendos por parte de Empresa Eléctrica Pangué S.A. o Pangué, nuestra filial de generación chilena, si no cumple con ciertas razones de endeudamiento a patrimonio y de cobertura de la deuda (según se definen en los contratos de créditos de Panque);
- Las prohibiciones con respecto a las distribuciones de dividendos, las reducciones de capital, los pagos de interés entre compañías y el pago de deuda de Endesa Costanera y El Chocón en Argentina, en caso del incumplimiento y de no cumplir con ciertas razones financieras en cada caso.

Los resultados operacionales de nuestras filiales. Los resultados operacionales de nuestras filiales y nuestras compañías asociadas limitan su capacidad de pagarnos los dividendos, los pagos de créditos y otras distribuciones. En la medida que las demandas de caja de cualquiera de nuestras filiales superen su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de caja para entregar a nosotros.

Los controles cambiarios. La capacidad de nuestras filiales no chilenas y de nuestras compañías asociadas de pagarnos los dividendos y los pagos de créditos u otras distribuciones pudiesen estar sujetos a restricciones de emergencia que los Bancos Centrales u otras autoridades estatales podrían imponer en las distintas jurisdicciones en las cuales operamos. Por ejemplo, durante la crisis económica en Argentina, el Banco Central de Argentina impuso restricciones a la transferencia de fondos al exterior de Argentina.

La crisis de gas natural en Argentina ha aumentado la vulnerabilidad del sector de electricidad de Chile.

Desde el año 2004, Chile se ha visto afectado por las crecientes restricciones impuestas al suministro de gas natural de Argentina. En ese país, el bajo precio que los reguladores impusieron al gas natural ha afectado directamente la producción y las inversiones en los depósitos de gas natural, lo que a su vez impacta la disponibilidad de dicho combustible al corto y mediano plazo en Chile y en Argentina. La escasez del gas natural puede obligar a las generadoras eléctricas, incluyendo las nuestras, a recurrir al uso del menos costoso fuel oil, lo que aumenta sustancialmente los costos de producción al realizar el despacho. La demanda de electricidad en el

sistema eléctrico de la región central de Chile subió en un 6,6% en 2006 y se esperan alzas considerables en el futuro próximo. La mayor demanda, junto con el bajo nivel de inversiones a mediano plazo en el sector eléctrico, hace que el sector eléctrico chileno se exponga a los efectos adversos de la crisis de gas natural argentino.

Nuestra central de ciclo combinado, San Isidro, que opera a gas natural y a combustible diesel; nuestra turbina a gas con dos unidades, Taltal, que opera una unidad a gas natural y la otra a gas natural o al combustible diesel; y nuestra empresa coligada GasAtacama, que opera a gas natural y combustible diesel, cuentan con contratos de gas con proveedores argentinos y pueden verse negativamente afectadas por las restricciones sobre el gas natural de Argentina. La importancia relativa del impacto dependerá del nivel de las restricciones sobre el gas natural de Argentina y de los compromisos contractuales asumidas por cada compañía.

Es probable que las fluctuaciones económicas en Sudamérica afecten nuestros resultados operacionales.

Todas nuestras operaciones se ubican en Sudamérica. Si bien en un principio sólo operábamos en Chile, a través de adquisiciones e inversiones estratégicas, hemos ampliado nuestras operaciones a Sudamérica. En 2006, generamos aproximadamente el 55% de nuestros ingresos de explotación consolidados y aproximadamente el 59% de nuestro resultado de explotación consolidado fuera de Chile. Por consiguiente, nuestros ingresos consolidados son muy sensibles al desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales tuviesen un impacto negativo de importancia relativa en la economía de cualquiera de los países en los cuales tenemos inversiones u operaciones, nuestra condición financiera y los resultados operacionales podrían sufrir un impacto negativo de importancia relativa.

Las condiciones económicas y de mercado de otros países con mercados emergentes influyen en los mercados de valores y financieros sudamericanos, en distintos grados. Aunque las condiciones económicas varían de país en país, la reacción de los inversionistas frente a los desarrollos en un país en particular puede tener un efecto importante en los emisores de valores en otros países, incluso Chile. Es posible que los eventos transcurridos en otras partes, en particular en otros mercados emergentes, tengan un impacto adverso en los mercados de valores y financieros chilenos y dichos efectos pueden afectar el valor de nuestros instrumentos de deuda o los rendimientos de las tasas de interés de los mismos en los mercados secundarios. Además, tenemos inversiones importantes fuera de Chile en algunos países considerados como países de riesgo relativo tales como Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Han comprobado ser volátiles la generación y la entrega de efectivo desde las filiales en esos países.

Ciertas economías sudamericanas se han caracterizado por la frecuente y a veces drástica intervención de las autoridades estatales, lo que puede tener un impacto adverso en nuestro negocio.

Frecuentemente las autoridades estatales han modificado las políticas monetarias, crediticias y tarifarias, entre otras, con el objeto de influir en el rumbo de la economía en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A menudo los esfuerzos de estos Estados para controlar la inflación y los efectos de otras políticas contemplan la aplicación de controles salariales, tarifarios y de precios, además de otras medidas intervencionistas que incluyen el bloqueo de cuentas bancarias y la imposición de controles de capitales. Los cambios realizados en las políticas de dichas autoridades estatales con respecto a las tarifas, los controles cambiarios, los reglamentos y la tributación, al igual que la inflación, devaluación, inestabilidad social y otros desarrollos políticos, económicos o diplomáticos, lo que incluye la reacción de los gobiernos de la región ante dichas circunstancias, podrían tener un impacto adverso de importancia relativa en nuestro negocio y los resultados financieros, así como también la inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, además de la forma en que los gobiernos de la región reaccionan ante estas circunstancias. La intervención por parte de las autoridades gubernamentales en cualquiera de los países en los cuales operamos, podría reducir la rentabilidad de nuestro negocio y tener un efecto adverso de importancia relativa en nuestros resultados operacionales.

La construcción de nuevas centrales puede verse afectada por los factores asociados a nuevos proyectos de construcción.

Los factores que pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de construir nuevas centrales incluyen: los atrasos en la obtención de permisos regulatorios, incluyendo los permisos ambientales; los cambios en el precio de equipos, materiales o mano de obra o la escasez de los mismos; la oposición local por parte de grupos políticos, ambientales y étnicos; los cambios adversos en el entorno político y regulatorio en los países en los cuales nosotros y nuestras empresas relacionadas operamos; las condiciones climáticas adversas que pueden atrasar el término de

centrales o subestaciones, o los desastres naturales, accidentes u otras circunstancias no previstas; y la incapacidad de obtener el financiamiento a tasas razonables.

Cualquiera de estos factores puede ocasionar un atraso en el cumplimiento de todo o parte de nuestro programa de gastos de capital y puede aumentar el costo de los proyectos.

En la actualidad somos parte de una variedad de procesos de litigio

Los procesos de litigio podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para nosotros y continuaremos sujetos a procesos de litigio futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para nuestro negocio.

Somos parte de una variedad de procesos legales, algunos de los cuales llevan varios años inconclusos. Es posible que algunas de estas demandas no se resuelvan a nuestro favor. Nuestra condición financiera o nuestros resultados operacionales podrían sufrir un impacto adverso sustancial si la resolución de algunas de estas demandas no fuese a nuestro favor. Véase el “Ítem 8. Información financiera — A. Estados consolidados y otra información financiera — Los procesos legales”.

Puede haber conflictos de interés con nuestros afiliados que podrían tener un efecto adverso en nuestro negocio.

En la actualidad ENDESA, S.A. posee el 60,6% del capital social de Enersis y la participación de Enersis en Endesa Chile consiste en de 60,0%. Por lo tanto, ENDESA, S.A. y Enersis tienen la autoridad de determinar el resultado de la mayor parte de los temas importantes a decidirse mediante el voto de nuestros accionistas, tales como la elección de nuestros directores y, sujeto a ciertas restricciones contractuales y legales, la distribución de los dividendos. ENDESA, S.A. y Enersis pueden ejercer cierta influencia sobre nuestras operaciones y estrategias comerciales. ENDESA, S.A. realiza sus actividades comerciales en Sudamérica principalmente a través de Enersis y Endesa Chile pero lo hace también a través de compañías que no consolidamos.

Algunos de nuestros directores son funcionarios ejecutivos de ENDESA, S.A. y funcionarios ejecutivos y directores de ciertas filiales de ENDESA, S.A. Para obtener mayor información de estos directores, véase “Ítem 6. Directores, gerentes y empleados – Los directores y gerentes”.

Vendemos electricidad a precios regulados a otras empresas controladas por ENDESA, S.A. y han celebrado contratos para otros servicios con otras empresas bajo el control común de ENDESA, S.A. o el “Grupo Endesa”.

En la medida en que surge un conflicto entre nuestros intereses y los intereses de ENDESA, S.A. en sus otros negocios en cualquier otra jurisdicción en Sudamérica, es posible que ENDESA, S.A. tenga un conflicto de intereses que podría tener un efecto adverso de importancia relativa en nuestro negocio.

Tenemos contratos de crédito vigentes que contienen disposiciones sobre el “cambio de control” que podrían conllevar algunos derechos de aceleración en relación a dichos créditos.

A la fecha del presente informe, varias compañías han presentado ofertas de licitación para obtener el control de ENDESA, S.A., propietaria del 60,0% de Enersis, nuestra sociedad matriz. En este contexto, algunos de nuestros mecanismos de crédito contienen disposiciones contractuales sobre el “cambio de control”. Al 31 de diciembre de 2006, \$ 821 millones del endeudamiento consolidado de Endesa Chile contenían algún tipo de “disposición sobre el cambio de control”, ya sea en forma de una disposición negativa, un prepago obligatorio u otro. Sin embargo, de ese total, \$ 258 millones de los contratos de las filiales de Endesa Chile (a) exigen una fusión o escisión preliminar para gatillar dicha disposición sobre el cambio de control, o (b) el cambio de control no se aplica a ENDESA, S.A. sino a otras compañías.

Un total de \$ 100 millones del endeudamiento bancario incurrido por Endesa Chile contienen “disposiciones sobre el cambio de control” que específicamente refieren a ENDESA, S.A., directa o indirectamente, como la entidad controladora. Si llegase a producirse un cambio de control, Endesa Chile y nuestras filiales tendrían que hacer uso de las exenciones o modificaciones contractuales adecuadas.

Estos \$ 100 millones del endeudamiento bancario de Endesa Chile que están sujetos a las “disposiciones sobre el cambio de control” provienen de instrumentos de crédito renovables que se rigen por las leyes del estado de Nueva York, bajo las cuales a los prestamistas, de manera independiente, se les otorgaría los derechos de acelerar el pago en caso de que ENDESA, S.A. ya no fuese la sociedad controladora final, directa o indirectamente, y la nueva entidad controladora tuviese una calificación menor (inclusive en relación a la perspectiva) que la calificación de divisas a largo plazo no aseguradas de ENDESA, S.A., según la calificación otorgada por S&P y Moody’s inmediatamente antes de llevarse a cabo la transacción asociada al cambio de control, según se define. Las clasificaciones pertinentes de ENDESA, S.A. a la fecha del presente informe son “A3 con perspectiva negativa” de *Moody’s*, “A con perspectiva negativa” de S&P y “A+ en estudio” de *Fitch*.

En el caso de que una oferta de licitación para ENDESA, S.A. tuviese éxito y se llevase a cabo un cambio de control, y no pudiésemos obtener ciertas excepciones o modificaciones, los prestamistas de estos mecanismos de crédito podrían acelerar dicha deuda y hacer que venciera y que fuese pagadera de inmediato. Para informarse con mayor detalle acerca de las disposiciones contractuales de Endesa Chile véase el “Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas — B. Liquidez y recursos de capital”.

Los valores de los contratos de suministro de energía a largo plazo de nuestras filiales están sujetos a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos productos básicos.

Enfrentamos una exposición económica con respecto de las fluctuaciones del precio de mercado de ciertos productos básicos a raíz de los contratos de ventas de energía a largo plazo que hemos celebrado. Tenemos obligaciones sustanciales en virtud de contratos de venta de electricidad a precio fijo y a largo plazo, cuyos valores fluctúan según el precio de mercado de la electricidad. Además, nuestras filiales de generación cuentan con obligaciones sustanciales como las partes vendedoras de los contratos de suministro de energía a largo plazo con precios que varían según el precio de mercado de la electricidad, la cota del agua en nuestras represas, los precios de mercado de ciertas materias primas, tales como el gas natural, el petróleo, el carbón y otros productos relacionados con la energía, además del tipo de cambio del dólar. No siempre existe una correlación entre los cambios en el precio de mercado de estos productos básicos y el tipo de cambio y el precio de mercado de la electricidad o nuestros costos de producción de electricidad; por consiguiente, puede haber momentos en que el precio que recibamos en virtud de estos contratos sea menor que nuestro costo de producción o de adquisición de electricidad. No realizamos transacciones de instrumentos de derivados de productos básicos para manejar nuestra exposición a las fluctuaciones de los precios de productos básicos. De conformidad a los GAAP de Chile, nuestro estado de resultados no refleja las fluctuaciones en el valor justo de nuestros contratos de energía a largo plazo, aunque sea un requisito de conformidad con los GAAP. Nuestra política consiste en no celebrar contratos de suministro por cantidades que superen nuestra capacidad firme bajo condiciones hidrológicas adversas. Para obtener mayor información, véase el “Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa sobre el riesgo de mercado—Riesgo del precio de productos básicos” en el presente informe anual.

Factores de riesgo asociados a Chile

Nuestro negocio depende de la economía chilena y nuestros ingresos dependen de su desempeño.

Una parte significativa de nuestros activos y operaciones se encuentra en Chile y, por consiguiente, en cierta medida nuestra condición financiera y los resultados operacionales dependen de las condiciones económicas existentes en Chile. La economía chilena creció en un 4,2% en 2006 comparado con un 6,3% en 2005 y un 6,1 en 2004. Las últimas proyecciones del Banco Central de Chile para el crecimiento en 2007 varían entre el 4,7% y el 5,4%. No podemos asegurar que dicho crecimiento se logre ni que la tendencia de crecimiento siga en el futuro ni que los desarrollos futuros de la economía chilena no perjudiquen nuestra capacidad de seguir con nuestros planes estratégicos ni que no tengan un impacto en nuestra condición financiera o los resultados operacionales. Nuestra condición financiera y el resultado de operación pueden verse afectados por cambios en las políticas económicas u otras políticas del Estado chileno que han ejercido y continúan ejerciendo una influencia significativa en muchos aspectos del sector privado. Adicionalmente, nuestra condición financiera y los resultados operacionales pueden verse afectados por otros desarrollos políticos o económicos en Chile, además de los cambios regulatorios o las prácticas administrativas de las autoridades chilenas, sobre los cuales no tenemos ningún control.

Las demandas presentadas en contra de nosotros fuera de Chile o los reclamos en contra de nosotros que se basan en conceptos legales extranjeros pueden no tener éxito.

Nos constituimos bajo las leyes de Chile y esencialmente todos nuestros activos se ubican en Chile o fuera de los Estados Unidos. Ninguno de nuestros directores ni ejecutivos está domiciliado en los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentra fuera de los Estados Unidos. Si cualquier accionista presentare una demanda en los Estados Unidos en contra de nuestros directores, ejecutivos o expertos, puede ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas y puede ser difícil para ellos hacer cumplir, en los tribunales de Estados Unidos o de Chile, un fallo legal dictado en los Estados Unidos basado en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas respecto a si una acción original se pudiese levantar con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes de valores federales de Estados Unidos.

Los riesgos cambiarios pueden afectar de manera adversa el monto en dólares de los dividendos a pagar a tenedores de los ADS de Enersis.

Las operaciones bursátiles de las acciones ordinarias subyacentes de los ADSs en Chile se realizan en pesos. Nuestro banco depositario recibirá las distribuciones en efectivo que hacemos con respecto a las acciones subyacentes de los ADSs en pesos. El depositario convertirá dichos pesos en dólares al tipo de cambio existente en ese momento con el fin de realizar los pagos de dividendo y de otras distribuciones relacionados con los ADS. Si el peso sufre una apreciación frente al dólar, también pueden disminuir el valor de los ADS y la equivalencia en dólares de las distribuciones que los tenedores de los ADS recibiesen del depositario.

La falta de liquidez y la volatilidad relativas de los mercados de valores chilenos podrían afectar negativamente el precio de nuestros ADS y acciones ordinarias.

Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los principales mercados de valores en los Estados Unidos. Adicionalmente, los mercados de valores chilenos pueden verse afectados significativamente por los desarrollos de otros mercados emergentes, en particular en otros países sudamericanos. La poca liquidez del mercado chileno puede perjudicar la capacidad de los tenedores de ADS de vender al mercado chileno nuestras acciones ordinarias retiradas del programa ADS en la cantidad, precio y momento en que quisieran hacerlo.

Factores de riesgo asociados a Argentina

El déficit de electricidad en Argentina conlleva un efecto adverso tanto para nuestro negocio de transmisión y comercialización en Brasil.

En los últimos años, la inadecuada disponibilidad de electricidad en Argentina no ha permitido a las generadoras argentinas, como Endesa Costanera, nuestra filial de generación argentina, dar cumplimiento a sus contratos de exportación con Brasil. Producto de lo anterior, Endesa Costanera ha solicitado a sus clientes brasileños que apliquen una modificación al contrato, con el fin de restablecer el equilibrio económico y financiero pero, a la fecha del presente informe, las partes no han llegado a ningún acuerdo contractual.

El 9 de diciembre de 2005, los Estados argentinos y brasileños suscribieron un Memorándum de Entendimiento que facilita la operación de contratos de exportación hasta que finalice el período de transición el 31 de diciembre de 2008. Para esa fecha, esperamos que debiera estar repuesto el suministro eléctrico pleno de Argentina. No obstante, no podemos garantizar que Endesa Costanera logre el deseado equilibrio financiero y económico o que se reponga plenamente el suministro eléctrico de Argentina antes de la fecha de término del Memorándum de Entendimiento.

La creciente demanda eléctrica y la falta de inversiones en Argentina ocasionaron escasez en el sistema de energía eléctrica durante el año 2006, principalmente durante los meses de verano e invierno debido a la estacionalidad del consumo energético.

Factores de riesgo asociados al Perú

Es posible que suframos pérdidas como consecuencia de haber cumplido con la demanda no contratada de los clientes regulados al precio de nudo en lugar de al precio spot de electricidad.

En 2004 las generadoras en Perú acordaron satisfacer la demanda no contratada del mercado regulado al precio de nudo hasta terminado el año 2007. Cada generadora proveerá la energía en proporción a su participación de capacidad instalada. Dicho acuerdo expone la compañía a posibles pérdidas producto de las diferencias entre el precio de nudo y el costo marginal de la electricidad puesto que es posible que se le requiera a la Compañía adquirir la electricidad a precios mayores en el mercado spot para luego revenderla a un precio de nudo fijo. Durante 2006, se vencieron otros contratos con distribuidoras y el operador del sistema continuaba asignando toda la energía no contratada y retirada del sistema a las distribuidoras según la proporción de capacidad instalada de las generadoras, aumentando así el riesgo que enfrentan las generadoras. El precio promedio del mercado spot en 2006 alcanzó aproximadamente \$ 63 dólares por MWh mientras que el precio de nudo promedio fue aproximadamente \$ 36 dólares por MWh. En noviembre de 2006, las generadoras y el Estado peruano acordaron una modificación al método utilizado para determinar la asignación de la energía adicional que se suministra a las distribuidoras cuyos contratos vencieron en 2006. Dichos convenios se establecieron legalmente en el mes de diciembre bajo el Decreto de Urgencia N° 035.

Previo a eso y como consecuencia directa de este problema, Edegel sufrió una falta de liquidez y se vieron afectadas algunas disposiciones financieras de los acuerdos crediticios, obligando así a la empresa a solicitar excepciones.

En relación a los retiros de energía no contratada a favor de las distribuidoras en 2007, leyes adicionales establecieron un régimen de licitaciones para la energía y la capacidad necesaria. Las primeras licitaciones se llevaron a cabo de conformidad a dichas leyes en el mes de diciembre de 2006 y, producto de lo anterior, casi toda la demanda para el año 2007 se ha cubierto adecuadamente. Estos reglamentos se reestablecerán después de 2007 pero de no ser así, el precio de los retiros de energía no contratada para distribuidoras se fijará al precio de nudo y nuevamente Edegel puede estar expuesta a pérdidas como consecuencia de las diferencias entre el precio de nudo y el costo marginal.

Ítem 4. Información sobre la Compañía

A. Historia y desarrollo de la Compañía

Constitución e información de contacto de la Compañía

Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) es una sociedad anónima de responsabilidad limitada cuyas acciones se transan en la bolsa, constituida bajo las leyes de la República de Chile el 1 de diciembre de 1943. Desde 1943, la Compañía se encuentra registrada en Santiago en la SVS bajo la inscripción N° 0114. El nombre comercial de la Compañía es Endesa y Endesa Chile.

La Información de contacto de la Compañía es:

Oficina registrada:	Santa Rosa 76, Santiago, Chile
Dirección comercial:	Casilla 1392, Correo Central, Santiago
Fono:	(562) 630 9000
Fax:	(562) 635 3938

El representante autorizado de la Compañía en los Estados Unidos de América es *Puglisi & Associates*, cuya información de contacto es la siguiente:

Oficina registrada:	850 Library Avenue, Suite 240, Newark, Delaware
Dirección comercial:	P.O. Box 885, Newark, Delaware, 19711
Fono:	(302) 738-6680
Fax:	(302) 738-7210

Evolución de la Compañía

El Estado chileno fue el propietario de Endesa Chile desde su constitución en 1943 hasta nuestra privatización en 1987 por medio de una serie de ofertas públicas que culminaron en 1989.

En mayo de 1992, Endesa Chile comenzó su programa de expansión internacional con las siguientes adquisiciones:

- adquirimos una participación en Endesa Costanera en 1992 y posteriormente, en agosto de 1993, adquirimos una participación mayoritaria en el capital social de El Chocón, ambas en Argentina;
- adquirimos Edegel en Perú en octubre de 1995;
- adquirimos Betania y Emgesa, ambas en Colombia, en diciembre de 1996 y en octubre de 1997, respectivamente, y adquirimos Cachoeira Dourada en Brasil en septiembre de 1997.

Enersis, una sociedad de inversión anónima abierta que participa en la distribución, generación y transmisión de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, es propietaria en usufructo del 60% del capital social en circulación de Endesa Chile. A la fecha del presente informe anual, Endesa España es propietaria directa del 60,6% del interés beneficioso de Enersis.

Las acciones de Endesa Chile se transan públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valores, la Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores, y la Bolsa de Corredores de Valparaíso, Bolsa de Valores. Los ADS (“*American Depositary Shares*”) de Endesa Chile están registrados en la Bolsa de Nueva York desde julio de 1994. Las acciones de Endesa Chile también están registradas y se transan en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid, o Latibex, desde diciembre de 2001.

Inversiones y desinversiones y gastos de capital

Nuestros gastos de capital e inversiones en el año 2006 incluyeron las inversiones por un monto de Ch\$ 155 mil millones (\$ 292 millones) principalmente en Chile y Perú y el mantenimiento de los gastos de capital por una suma de Ch\$ 68 mil millones (\$128 millones) en todas nuestras filiales operacionales. En la actualidad, esperamos que nuestros gastos de capital sean alrededor de Ch\$ 1.292 mil millones (\$2,4 mil millones) al 31 de diciembre de 2006 a lo largo de los próximos cinco años. Si bien hemos considerado las suposiciones acerca de la forma en que se financiarán estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la Compañía, no hemos comprometido ninguna estructura financiera y aquello dependerá de las condiciones del mercado al momento en el cual se necesiten estos flujos de caja.

El directorio de Endesa Chile, en su reunión con fecha de 15 de diciembre de 2005, dio aprobación a la construcción del Proyecto de Expansión de la Central San Isidro. La central San Isidro tendrá una capacidad máxima de 377 MW en un ciclo combinado con gas natural licuado (GNL) y entró en operaciones el 5 de marzo de 2007. Las operaciones en ciclo combinado se pondrán en marcha a fines del mes de febrero de 2008. El costo de inversión se estima en \$ 200 millones.

La compañía trabaja en la construcción de la central Palmucho, una central hidroeléctrica de pasada de 32 MW, cuya inversión se estima en \$ 43,8 millones. Su puesta en marcha se ha programado para la segunda mitad del año 2007. La central Palmucho aprovechará el flujo ecológico que debe liberar la central Ralco, conforme con su Evaluación de Impacto Ambiental.

En agosto de 2005, Endesa Eco presentó la Declaración de Impacto Ambiental a la Comisión Regional del Medioambiente de Maule para la construcción de la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua que se ubicará a unos 100 kilómetros de la ciudad de Talca, en el valle del Río Cipreses, aguas abajo del Lago La Invernada. Esta mini central tendrá una capacidad de 9 MW con un costo de inversión esperado de \$ 20 millones.

Endesa Eco decidió realizar proyectos no convencionales de energía renovable. Se espera que el parque eólico Canela entre en operaciones durante el segundo semestre de 2007, entregando su suministro al SIC. Esta central está ubicada 295 km al norte de Santiago en el distrito de Canela en la IV Región y tendrá una capacidad instalada de

18 MW. La inversión estimada se sitúa en \$ 31 millones y la declaración de impacto ambiental para la primera etapa ya se ha aprobado mientras que la de la segunda etapa está en trámite.

Endesa Chile presentó al sistema de evaluación de impacto ambiental el proyecto para la Expansión de la Central Bocamina. El proyecto consiste en la construcción de una segunda unidad generadora de aproximadamente 350 MW y su puesta en marcha, cuyo costo se determinará durante la evolución del proyecto. El proyecto también incluye la instalación de un filtro de manguera en la primera unidad existente de la central con el propósito de reducir las emisiones de materia particulada. Ya se encuentra en el proceso de instalación.

En septiembre de 2006, Electrogas, una compañía cuyos accionistas consisten en Endesa Chile (42,5%), el Grupo Matte (42,5%) y ENAP (15,0%), anunció sus planes para la construcción de un oleoducto en la IV Región de Concón hasta Venecia, donde se ubican las centrales de ciclo combinado de ambas generadoras. La inversión necesaria para realizar este proyecto asciende a \$ 6,1 millones y su puesta en marcha está programada para el mes de mayo de 2007.

El 2 de marzo de 2006, la filial colombiana de Endesa Chile, Emgesa, adquirió los activos de Termocartagena, ubicada en la costa del Atlántico, mediante un proceso de licitación pública, por la suma de \$ 17 millones, e hizo públicos sus planes para realizar inversiones adicionales de alrededor de \$ 17 millones y así reestablecer la capacidad de la central de 202 MW, lo que debería estar terminado durante 2007.

En Perú, el 19 de julio de 2006 la unidad de 6 UTI de la central térmica Santa Rosa de Edegel entró en operaciones comerciales con el gas natural proveniente de Camisea. La inversión necesaria para aumentar la capacidad de la central a 227 MW ascendió a \$ 4,5 millones.

La tabla a continuación demuestra un detalle de los gastos de capital que hicieron nuestras filiales en el año 2007 y los gastos de capital proyectados para el período 2007-2011:

GASTOS DE CAPITAL DE ENDESA CHILE Y SUS FILIALES

	(en millones de \$) (1)			
	2004	2005	2006	2007-2011
Chile.....	119,9	46,8	241,3	1.966,3
Argentina.....	22,3	29,7	28,3	115,5
Brasil.....	2,8	1,0	-	-
Colombia.....	6,7	9,2	36,6	222,0
Perú.....	10,4	21,6	94,5	122,2
Total.....	162,1	108,3	400,7	2.426,0

(1) Las cifras para los años 2004 y 2005 corresponden a dólares históricos y las cifras para los años 2006 a 2011 se expresan en dólares al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2006.

Hemos realizado algunas inversiones, desinversiones y otras reorganizaciones en los últimos cinco años con el fin de poner en práctica nuestra estrategia, las cuales se detallan a continuación:

- el 27 de marzo de 2003 Endesa Chile vendió Canutillar, una central hidroeléctrica de 172 MW tipo embalse, en \$174 millones, al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción;
- el 30 de mayo de 2003 Endesa Chile vendió sus líneas de transmisión en el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”). Dicha transacción incluía la venta de 285 kilómetros de circuitos de líneas de 220 kV por Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. o Celta, una filial de Endesa Chile, por un monto aproximado de \$32 millones al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción y la venta de 673 kilómetros de circuitos de líneas de 220 kV por un monto aproximado de \$78 millones a través de GasAtacama Generación Limitada, sociedad en la que Endesa Chile mantiene una participación de 50%. En ambos casos, la transacción incluyó la transferencia de las subestaciones respectivas;
- el 23 de junio de 2003 Endesa Chile cerró la venta de su participación mayoritaria del 60% en la propiedad de Infraestructura 2000, que poseía los activos de una concesión vial, con la empresa española, OHL

Concesiones, S.L., una filial de la firma española Obrascón Huarte Lain S.A., por un monto total de UF 2.305.507, aproximadamente \$ 55 millones, al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción;

- el 3 de octubre de 2003 Endesa Chile adquirió 16 millones de acciones clase A adicionales y 1,96 millones de acciones clase B de Endesa Costanera por una suma total de \$4,5 millones, al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción, aumentando así su propiedad de Costanera a un 64,3% de sus acciones ordinarias en circulación;
- el 17 de diciembre de 2004 Endesa Chile disolvió la filial Endesa Colombia, que tenía inversiones en la Central Hidroeléctrica Betania S.A., dejando así Endesa Chile y Compañía Eléctrica Conosur S.A. con una participación directa en Betania.
- el 18 de abril de 2005 Endesa Chile y su filial Endesa Inversiones Generales S.A. (ENIGESA), establecieron una nueva filial, Endesa ECO S.A. Endesa Chile cuenta con una participación directa de un 99,99% y un 0,01% a través de su filial ENIGESA (Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía—C. Estructura organizacional” para detalles sobre ENIGESA);
- el 24 de mayo de 2005 el directorio de Endesa Chile aprobó la creación de una sociedad de inversiones brasileña llamada Endesa Brasil S.A., la que recibió como contribución los activos existentes en ese país de Endesa Internacional, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. El 1 de octubre de 2005 se transfirió a esta nueva sociedad la participación total de Endesa Chile en Cachoeira Dourada (“CDSA”, 92,51%), en Companhia de Interconexão Energética S.A (“CIEN”, 45,0%), en Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (“CTM”, 45,0%) y en Transportadora de Energía del Mercosur S.A. (“TESA” 45,0%), lo que se traduce en una participación con voto del 37,85% de Endesa Chile en Endesa Brasil al 31 de diciembre de 2005. El propósito de esta reorganización de activos fue lograr una mayor estabilidad de los flujos de caja locales al contar con una administración central y optimizar los costos de financiamiento. Además, esta acción mejorará el acceso al financiamiento con terceros y el posicionamiento del grupo para aprovechar posibles oportunidades de inversión, convirtiéndolo en el tercer grupo integrado del sector privado en Brasil.
- el 11 de agosto de 2005 Endesa Chile adquirió una participación del 100% de los derechos de usufructo de Globeq Chile Inversiones Eléctricas Limitada (Globeq Chile Limitada), una empresa que se había convertido en filial de Endesa Chile bajo el nombre de Inversiones Lo Venecia Limitada; esta compañía mantiene la participación indirecta de 25,001% del capital social de Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (“San Isidro”), también filial de Endesa Chile. Los vendedores fueron las filiales de la compañía inglesa CDC Group plc, y el precio de venta total sumó \$ 21.063.757.
- el 3 de octubre de 2005 el directorio de Endesa Chile aprobó la disolución y la liquidación de la sociedad de inversiones Lajas Inversoras S.A., que era propietaria del 99,61% de la empresa brasileña Cachoeira Dourada S.A. Los activos de esta sociedad se distribuyeron entre sus accionistas conforme con sus proporciones de la participación en la sociedad;
- el 16 de noviembre de 2005 se constituyó Gestora del Proyecto GNL S.A., una sociedad formada conjuntamente por Endesa Chile, ENAP, Colbún, Metrogas y AESGener con objeto de realizar el proyecto de gas natural licuado en Chile. El 1 de abril de 2006, Colbún y AESGener anunciaron su retiro del proyecto, aumentando así la participación de Endesa Chile en los derechos de usufructo de esta nueva sociedad al 33,33%;
- al 13 de diciembre de 2005 Endesa Chile, mediante sus filiales argentinas, El Chocón y Endesa Costanera, participa en dos nuevas compañías, “Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.” y “Termoeléctrica José de San Martín S.A.”, con una participación accionaria de 15,4% y 5,5%, respectivamente, en cada compañía nueva (Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía—B. Vista general del negocio – Las operaciones en Argentina” para detalles); y
- al 26 de enero de 2006 dejó de existir CESA (Capital de Energía S.A.), un vehículo de inversión para la participación de Endesa Chile en Emgesa, simplificando así la estructura de Endesa Chile de las organizaciones en Colombia.

- el 1 de junio de 2006, se llevó a cabo la fusión entre la filial peruana de Endesa Chile, Edegel, y Etevensa, una filial de Endesa Internacional. Durante el mes de octubre, se cerró el ciclo combinado de la segunda caldera de la central, dejándola con una capacidad final de 457 MW.
- Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., una compañía de inversiones a largo plazo, se constituyó el 4 de septiembre de 2006. Endesa Chile cuenta con una participación de 51% y el 49% restante corresponde a Colbún S.A. El 1 de diciembre de 2006, el estudio de impacto ambiental fue adjudicado al consorcio internacional conformado por las compañías SWECO, POCH Ambiental y EPS. La capacidad instalada total del proyecto es de aproximadamente 2.400 MW y la inversión estimada suma los \$2,4 mil millones, sin incluir los costos asociados a las líneas de transmisión.

Cambios recientes

El 28 de febrero de 2007, Endesa adquirió 19.574.798 acciones ordinarias de Southern Cone Power Argentina S.A., lo que representa el 5,5% del capital social de Endesa Costanera, con una inversión de \$9,5 millones. Como consecuencia de esta compra, la participación de Endesa Chile en Endesa Costanera aumentó a 69,8% de 64,3% en 2003.

El 8 de marzo de 2007, Endesa Chile adquirió un total de 4.467.500 acciones de CMS Generation Co. y CMS Generation S.R.L. (individual y colectivamente conocida como “CMS”), lo que representa el 25% del capital social de Hidroinvest S.A., una sociedad de inversiones argentina y la que controla El Chocón, y además adquirió 7.405.768 de acciones directas de El Chocón. El precio de compra total fue \$50 millones que incluye la deuda de Hidroinvest S.A. con CMS. A través de esta adquisición, la participación de Endesa Chile en Hidroinvest S.A. aumentó de 69,9 % a 94,9 % y mejoró nuestro control de El Chocón, la cual es controlada en un 59% por Hidroinvest S.A. La compra de las acciones se llevó a cabo mediante la aplicación del derecho preferencial, que forma parte del Acuerdo de Accionistas. Debido a la compra de estas acciones, Endesa Chile aumentó su participación de El Chocón del 47,4% al 64,7 %.

A partir del 5 de septiembre de 2005, muchas compañías han intentado adquirir activamente el control de ENDESA, S.A. nuestra sociedad matriz actual. A la fecha del presente informe, no podemos determinar si una de estas compañías, de manera separada o conjuntamente con otras, tendrá éxito a la hora de adquirir el control de ENDESA, S.A. Tenemos mecanismos de crédito en circulación con disposiciones sobre el “cambio de control” que pudiesen resultar en algunos derechos de aceleración sobre dichos créditos. Véase el “Ítem 3. Información esencial — D. Factores de riesgo”.

B. Visión general del negocio

Somos una compañía de generación eléctrica cuyas acciones se cotizan en la Bolsa con operaciones en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Si bien nuestro negocio principal consiste en la generación eléctrica, también participamos en los servicios de ingeniería y tenemos una concesión vial. La baja proporción de los ingresos correspondientes a las actividades no generadoras no justifica realizar un desglose de los ingresos por actividad.

Nuestra capacidad instalada consolidada al 31 de diciembre de 2006 es 12.320 MW, con una capacidad de generación hidroeléctrica de 64% y termoeléctrica de 36%. La capacidad instalada total se define como la máxima capacidad de potencia (medida en unidades de generación de MW), bajo condiciones y características técnicas específicas.

Poseemos y operamos 22 centrales generadoras en Chile con una capacidad instalada acumulada de 4.477 MW al 31 de diciembre de 2006. Representamos aproximadamente el 37,3% de la capacidad de generación total de Chile al 31 de diciembre de 2006 medida en función a la capacidad máxima calculada por el CDEC-SIC. La capacidad instalada hidroeléctrica en Chile representa el 76,3% de la totalidad de la capacidad instalada de Endesa Chile en Chile. El CDEC es el Centro de Despacho Económico de Carga del sistema eléctrico correspondiente.

Al 31 de diciembre de 2006, también contamos con una participación en 25 centrales generadoras fuera de Chile con una capacidad instalada acumulada de 7.843 MW con respecto a los 7.249 MW en el año 2005. Los principales cambios asociados a nuestra capacidad instalada fuera de Chile son los siguientes: en Perú, la capacidad de Edegel aumentó en 457 MW debido a la fusión de Edegel y Etevensa que agregó la capacidad de la central

térmica Ventanilla de Etevensa (Véase el Ítem 4.A Historia y desarrollo de la Compañía para los detalles sobre la fusión). En Colombia, la capacidad de Emgesa disminuyó en 19,5 MW como consecuencia del retiro de la planta menor San Antonio. La capacidad instalada hidroeléctrica fuera de Chile representa el 57% de la capacidad instalada total de Endesa Chile fuera de Chile. Según las cifras de 2006, la capacidad de generación instalada de la Compañía en Argentina, Colombia y Perú representa aproximadamente el 15%, 21% y 30% de la capacidad total en cada país, respectivamente.

La tabla que aparece a continuación contiene los datos relacionados con la generación eléctrica de Endesa Chile:

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TÉRMICA CONSOLIDADA DE ENDESA CHILE (GWh)(1)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación hidroeléctrica (2).....	34.858	74	38.068	76	38.617	73
Generación térmica	12.508	26	12.054	24	14.332	27
Generación total	47.366	100	50.122	100	52.949	100

(1) La generación menos el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas.

(2) Se incluyó en los datos consolidados la generación de Cachoeira Dourada hasta septiembre de 2005. La generación de Ventanilla en Perú se ha consolidado desde el mes de enero de 2006 y la de Cartagena en Colombia se ha consolidado desde el mes de marzo de 2006.

Nuestra producción eléctrica consolidada alcanzó 52.949 GWh en 2006, el 5,6% más que los 50.122 GWh producidos en 2005. Una práctica común en la industria de generación eléctrica es la segmentación del negocio en dos tipos de generación, a saber, la hidroeléctrica y la termoeléctrica. Esto se hace puesto que cada método de generación cuenta con distintos costos variables para la generación de electricidad. La generación termoeléctrica requiere la compra de combustible en lugar de usar el agua de los embalses o los ríos, lo que en consecuencia aumenta los costos de generación variables económicos para la Compañía.

Nuestras ventas físicas de energía consolidadas para 2006 alcanzaron 56.942 GWh, el 1,9% más que los 55.884 GWh en 2005. Al compararlas con las ventas físicas de 2004, las cifras de 2006 representan un aumento del 6,5% principalmente debido a las mayores ventas físicas en Chile, Argentina y Perú, tal como se indica en la tabla a continuación:

DATOS FÍSICOS DE ENDESA CHILE POR PAÍS

	Al 31 de diciembre de cada año		
	2004	2005	2006
Argentina			
Número de centrales generadoras (1).....	5	5	5
Capacidad instalada (MW) (2)	3.623,0	3.623,0	3.638,7
Generación de energía (GWh) (3).....	11.289,7	12.332,5	13.750,3
Ventas de energía (GWh).....	11.603,3	12.578,8	13.926,3
Brasil (4)			
Número de centrales generadoras (1).....	1	–	–
Capacidad instalada (MW) (2)	658,0	–	–
Generación de energía (GWh) (3).....	3.262,2	2.644,8	–
Ventas de energía (GWh).....	3.902,0	2.897,5	–
Chile			
Número de centrales generadoras (1).....	22	22	22
Capacidad instalada (MW) (2)	4.476,7	4.476,7	4.476,7
Generación de energía (GWh) (3).....	16.797,0	18.763,8	19.973,2
Ventas de energía (GWh).....	18.461,0	20.730,4	20.922,8
Colombia			
Número de centrales generadoras (1).....	10	11	11

	Al 31 de diciembre de cada año		
	2004	2005	2006
Capacidad instalada (MW) (2)	2.608,6	2.657,2	2.778,7
Generación de energía (GWh) (3).....	11.881,2	11.864,2	12.564,0
Ventas de energía (GWh).....	15.148,8	15.077,5	15.326,9
Perú			
Número de centrales generadoras (1).....	8	8	9
Capacidad instalada (MW) (2)	966,5	968,5	1.425,5
Generación de energía (GWh) (3).....	4.136,0	4.516,3	6.662,0
Ventas de energía (GWh).....	4.327,6	4.599,9	6.766,5

- (1) Véase el Ítem 4. Información sobre la Compañía — Propiedad, plantas y equipos” para mayores detalles sobre las instalaciones generadoras.
- (2) La capacidad instalada total definida como la máxima capacidad en MW de las unidades generadoras, bajo condiciones y características técnicas específicas, en la mayor parte de los casos es confirmada por Bureau Veritas mediante evaluaciones de garantía de satisfacción realizadas por los proveedores de equipos certificados durante 2006 de conformidad a la Norma 038 de Endesa Chile en relación a la definición de potencia máxima de las centrales hidroeléctricas y térmicas de Endesa Chile. Las cifras pueden ser distintas de la capacidad instalada declarada ante los organismos reguladores y clientes en cada país, según los criterios definidos por cada autoridad y los marcos contractuales correspondientes.
- (3) La generación de energía definida como la generación total menos el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas.
- (4) Incluimos en los datos consolidados la generación de Cachoeira Dourada sólo hasta septiembre de 2005. La generación de Ventanilla en Perú se ha consolidado desde el mes de enero de 2006 y la de Cartagena en Colombia se ha consolidado desde el mes de marzo de 2006.

Dividimos nuestras ventas a los clientes en dos categorías. Primero, distinguimos entre los clientes regulados y los no regulados. Los clientes regulados están sujetos a tarifas fijas establecidas por las entidades reguladoras del estado en cada país y nosotros sólo podemos celebrar contratos con ellos a las tarifas fijas. Los clientes no regulados, en cambio, pueden negociar el precio de la electricidad libremente con las generadoras y celebrar contratos o pueden adquirir la electricidad en el mercado spot al precio spot. El segundo criterio que empleamos para poder segmentar a nuestros clientes es el tipo de ventas, sean ventas contratadas o no contratadas. Este método es útil ya que nos ofrece una manera uniforme para comparar a nuestros clientes de un país a otro. Los países en los cuales operamos tienen distintas clasificaciones para la definición de un cliente regulado; en cambio, las ventas contratadas se definen por igual en todos los países.

La tabla a continuación contiene información con respecto a las ventas consolidadas de electricidad de Endesa Chile por tipo de cliente para cada uno de los períodos indicados:

VENTAS FÍSICAS CONSOLIDADAS DE ENDESA CHILE POR TIPO DE CLIENTE (GWH)

	2004		Al 31 de diciembre de 2005		2006	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Clientes regulados	21.623	40,5	21.206	37,9	20.146	35,4
Clientes no regulados	11.979	22,4	12.652	22,6	13.735	24,1
Ventas del mercado spot de electricidad.....	19.841	37,1	22.026	39,4	23.061	40,5
Ventas de electricidad totales.....	<u>53.443</u>	<u>100,0</u>	<u>55.884</u>	<u>100,0</u>	<u>56.942</u>	<u>100,0</u>

En general, la posibilidad de contratar electricidad en los países en los cuales operamos se relaciona con el volumen de la electricidad requerida. Los clientes que se identifican como pequeños clientes con volúmenes regulados, tales como los clientes residenciales, que se encuentran sujetos a las tarifas eléctricas reguladas por el Estado, deben comprar su electricidad directamente de las distribuidoras. Por lo general, dichas distribuidoras, que

compran grandes cantidades de electricidad para los pequeños clientes residenciales, celebran contratos con las generadoras al precio regulado. Los clientes que se identifican como clientes industriales de grandes volúmenes también pueden celebrar contratos con los proveedores de energía. Sin embargo, dichos clientes industriales de grandes volúmenes son clientes no regulados y no se encuentran sujetos al precio regulado sino que se les permite negociar el precio con las generadoras sobre la base de las características del servicio requerido. Finalmente, las transacciones en el mercado spot, donde normalmente se vende la energía al precio spot, no se formalizan mediante un contrato.

El límite del consumo de energía (medido en GWh) específico de los clientes regulados y no regulados depende de cada país en particular. De igual modo, a menudo los marcos regulatorios exigen que las distribuidoras reguladas cuenten con contratos para respaldar sus compromisos con los pequeños clientes y con frecuencia determinan cuales clientes pueden comprar energía en el mercado spot de electricidad.

En condiciones normales de hidrología y de combustibles, y ante situaciones políticas y económicas relativamente estables, nuestros clientes regulados y no regulados formalizan sus relaciones comerciales mediante un contrato. Las ventas del mercado spot de electricidad no se rigen por contratos sino que cumplen con las operaciones del mercado spot.

La tabla a continuación contiene información de nuestras ventas físicas consolidadas de electricidad por segmento de cliente:

VENTAS FÍSICAS CONSOLIDADAS DE ENDESA CHILE POR SEGMENTO DE PRECIO-CLIENTE

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas (1).....	33.602	62,9	33.858	60,6	33.881	59,5
Ventas no contratadas.....	19.841	37,1	22.026	39,4	23.061	40,5
Ventas totales de electricidad.....	53.443	100,0	55.884	100,0	56.942	100,0

(1) Se incluyen las ventas a las distribuidoras no respaldadas por contratos en Chile y Perú.

Nuestros sistemas de información contable permiten la consolidación de ventas monetarias por país pero actualmente no permiten la consolidación de ventas monetarias por segmento de cliente sobre la base de los criterios de precio o contrato.

Con respecto a los gastos, los principales costos variables relacionados con el negocio de la generación eléctrica, además del costo variable directo que corresponde a la generación hidroeléctrica o térmica, son las compras de energía y los costos de transporte. Durante los períodos de una hidrología relativamente baja, la cantidad de electricidad que generamos mediante la generación térmica aumenta. Esto no sólo significa un aumento del costo total del combustible sino también del costo para transportar dicho combustible a las centrales térmicas. Bajo condiciones de sequía, la electricidad que hemos comprometido a través de contratos puede superar la cantidad de electricidad que podemos generar, lo que hace necesario que compremos electricidad térmica en el mercado spot con el fin de satisfacer nuestros compromisos contractuales. Es posible que en ciertas circunstancias el costo de estas compras en el mercado spot sea mayor que el precio al que vendemos la electricidad en virtud de los contratos, lo que se traduce en una pérdida. Intentamos minimizar en nuestras operaciones el efecto que tienen las condiciones hidrológicas pobres en cualquier año al limitar principalmente las exigencias de ventas por contrato de tal forma que la cantidad no supere la producción estimada en un “año seco”. Al determinar la producción estimada de un año seco, tomamos en consideración la información estadística disponible respecto de la lluvia y caudales, además de la capacidad de las represas claves. Por otra parte, podemos tomar otras medidas, como por ejemplo utilizar el agua de las represas, instalar capacidad térmica adicional, negociar niveles de consumo más bajos con nuestros clientes libres y negociar con otros usuarios de agua.

La tabla a continuación contiene información con respecto a nuestras compras y producción de electricidad:

GENERACIÓN Y COMPRAS FÍSICAS CONSOLIDADAS (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Generación de electricidad.....	47.366	88,0	50.122	88,7	52.949	91,8
Compras de electricidad	6.474	12,0	6.396	11,3	4.730	8,2
Total(1).....	<u>53.840</u>	<u>100,0</u>	<u>56.517</u>	<u>100,0</u>	<u>57.679</u>	<u>100,0</u>

(1) La producción de energía total (GWh) más las compras difiere de las ventas de GWh debido a las pérdidas técnicas de transmisión en Chile y Perú, puesto que ya se han descontado de la cifra de producción el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas en todas las unidades generadoras.

Nuestras principales inversiones no operacionales en Chile, que consisten en compañías coligadas no consolidadas en nuestros estados financieros pero cuyos resultados se incluyen como ingresos de capital en nuestro estado de resultados, se realizan principalmente por medio de GasAtacama. Contamos con una participación de 50% en GasAtacama mediante la cual participamos en el negocio del transporte de gas y la generación térmica en el norte de Chile. También participamos en el negocio del transporte de gas en Chile a través de nuestra compañía coligada, Electrogas S.A. (“Electrogas”), en la cual tenemos una participación del 42,5%. Electrogas posee un gasoducto que se extiende hasta la Quinta Región en Chile y suministra gas natural a las centrales San Isidro y Nehuenco.

Participamos en el negocio eléctrico brasileño mediante nuestra participación en el capital de Endesa Brasil. Hasta el 30 de septiembre de 2005 teníamos una participación directa del 45% en Companhia de Interconexão Energética S.A., o CIEN, en Brasil, que participa en la operación de las líneas de interconexión entre Argentina y Brasil. También teníamos una participación del 45% en CTM que participa en la comercialización y transmisión de electricidad en Argentina. A partir del último trimestre de 2005, transferimos nuestras inversiones en CIEN y en CTM a Endesa Brasil. También tenemos una participación minoritaria en los sectores de transacciones eléctricas y de transmisión en Argentina mediante nuestra propiedad del 45% en Comercializadora de Energía del Mercosur S.A., o CEMSA. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — C. Estructura organizacional” para obtener detalles sobre las compañías coligadas.

Al 31 de diciembre de 2006, los activos consolidados de Endesa Chile sumaron Ch\$5.284 millones (\$ 9,9 mil millones) con respecto a Ch\$4.976 mil millones (\$9.3 mil millones) al 31 de diciembre de 2005. Nuestros ingresos de explotación consolidados alcanzaron los Ch\$1.337 mil millones (\$2,5 mil millones) con respecto a los Ch\$1.146 mil millones (\$2,1 mil millones) al 31 de diciembre de 2005. Nuestra utilidad neta de 2006 alcanzó Ch\$189.5 mil millones (\$356 millones) con respecto a Ch\$ 113 mil millones (\$ 212 millones) al 31 de diciembre de 2005. Todos los montos en dólares se convirtieron de conformidad al tipo de cambio observado del 31 de diciembre de 2006 de Ch\$532,39 por \$1,00. Véase el “Ítem 3. Información esencial — A. Datos financieros seleccionados”.

El resultado de explotación de nuestro negocio en Chile representó el 45,3%, 48,8% y 49,3% de nuestro resultado de explotación total para los años 2004, 2005 y 2006, respectivamente. La tabla que aparece a continuación demuestra los ingresos y gastos de explotación para los tres años indicados:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE OPERACIONES EN CHILE

	Al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006)		
Ingresos de explotación	494.589	559.537	659.698
Gastos de explotación.....	316.191	347.440	348.856
Resultado de explotación	158.365	192.977	291.055

Para obtener detalles de las variaciones de las cifras monetarias anuales, véase “Ítem 5. Resumen operativa y financiera y perspectivas”.

Nosotros, a través de nuestros propios activos y nuestras filiales Pehuenche, Pangué, San Isidro y Celta, poseemos y operamos un total de 22 centrales de generación en Chile, catorce de las cuales son hidroeléctricas con una capacidad instalada total de aproximadamente 3.416 MW, representando el 76,3% de nuestra capacidad instalada total en Chile. Las ocho centrales restantes consisten en centrales térmicas a gas, a carbón o a petróleo con una capacidad instalada total de aproximadamente 1.061 MW. Nuestras centrales están conectadas a los principales sistemas interconectados de electricidad del país, a saber, el Sistema Interconectado Central, o el SIC, y el Sistema Interconectado del Norte Grande, o el SING, los cuales conjuntamente suministran energía a más del 98% de la población de Chile.

La tabla que aparece a continuación contiene los datos relacionados con la capacidad de generación instalada de cada una de las filiales chilenas de la Compañía.

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN CHILE (MW) (1)

	2004	2005	2006
Endesa.....	2.753,7	2.753,7	2.753,7
Pehuenche.....	695,0	695,0	695,0
Pangué.....	467,0	467,0	467,0
San Isidro.....	379,0	379,0	379,0
Celta.....	182,0	182,0	182,0
Total.....	4.476,7	4.476,7	4.476,7

(1) La capacidad instalada fue certificada durante 2006 por Bureau Veritas de conformidad a la Norma 038 de Endesa Chile en relación a la definición de potencia máxima de las centrales hidroeléctricas y térmicas de Endesa Chile.

Nuestra generación eléctrica total en Chile (tanto en el SIC como en el SING) alcanzó los 19.973 GWh en 2006, el 6,4% más que en 2005, y representó aproximadamente el 37,3 % de la producción eléctrica total en Chile en 2006. La participación de la Compañía en el mercado de generación chilena para 2004 se registró en un 34,5% y en un 37% para los años 2005 y 2006.

La tabla que aparece a continuación demuestra la generación eléctrica de cada una de nuestras filiales chilenas:

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FILIAL EN CHILE (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006
Endesa.....	8.633	10.903	11.642
Pehuenche.....	3.464	4.060	4.345
Pangué.....	1.671	2.241	2.432
San Isidro.....	2.622	1.178	802
Celta.....	407	383	751
Total.....	16.797	18.764	19.973

La generación hidroeléctrica de bajo costo representó el 85,9% de nuestra generación eléctrica total en el año 2006, según se indica en la tabla que aparece a continuación:

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TÉRMICA DE ENDESA CHILE EN CHILE (GWh)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%
Generación hidroeléctrica.....	12.462	74,2	15.762	84,0	17.148	85,9

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%
Generación térmica	4.335	25,8	3.003	16,0	2.825	14,1
Generación total.....	16.797	100,0	18.764	100,0	19.973	100,0

Nuestras instalaciones de generación térmica consisten en centrales a gas, a carbón y a petróleo. Satisfacemos nuestras necesidades de gas natural y de transporte mediante contratos de gas a largo plazo con proveedores en los cuales se establecen los montos y precios de suministro máximos y contratos de transporte de gas a largo plazo con las empresas de los gasoductos, actualmente Gas Andes y Electrogas (una compañía coligada de Endesa Chile en la cual tenemos una participación del 42,5%). Satisfacemos nuestra demanda de carbón y de fuel oil a través de licitaciones competitivas en las cuales participan los grandes proveedores nacionales e internacionales.

Desde 2004, Chile se ha visto afectado por las restricciones impuestas al gas natural de Argentina, lo que está obligando a San Isidro y Taltal y otras centrales generadoras en Chile a utilizar el *fuel oil*, un combustible más caro. En 2005 San Isidro suscribió un contrato *swap* con nuestra filial en Argentina, Endesa Costanera, lo que le permitía a San Isidro generar electricidad a gas natural pero al costo del combustible licuado en Argentina por un período temporal. Sin embargo, en el año 2005, Taltal se vio afectada por la reducción de la disponibilidad del gas natural a tan sólo el 50% de su volumen diario requerido debido a que no contaba con un permiso de exportación aprobado por las autoridades. Durante el año 2005, con el fin de mitigar el impacto del reducido suministro del gas natural, Taltal terminó un proyecto que permitía operar una de sus dos unidades de generación a base de combustible licuado alternativo.

Los niveles de las restricciones al gas natural y los costos asociados han ido creciendo continuamente desde el año 2004. En 2006, el Estado argentino promulgó la Resolución 534/2006 que aumenta el precio base de las exportaciones de gas natural (de conformidad con el acuerdo entre Argentina y Bolivia) y los impuestos relacionados con las exportaciones de gas natural de un 20% a un 45%.

Con el fin de mitigar el impacto de las restricciones al gas natural en el futuro, Endesa Chile, ENAP y Metrogas firmaron una Carta de Acuerdo con *British Gas* (BG) para la construcción de una instalación de regasificación GNL en la Bahía Quintero y BG suministrará el combustible. En septiembre de 2006, se firmó el Acuerdo de Desarrollo del Proyecto (PDA, por sus siglas en inglés) con BG, lo que sustituye la Carta de Acuerdo. Se espera finalizar el contrato de construcción, adquisición e ingeniería (EPC) en 2007 y se proyecta una puesta en marcha comercial de las instalaciones de regasificación GNL para el año 2009.

En 2006, la demanda eléctrica aumentó en un 6,6% en el SIC y en un 4,2% en el SING. Las ventas totales de electricidad en el SIC sumaron los 34.602 GWh en 2004, 35.900 GWh en 2005 y 38.259 GWh en 2006. Las ventas totales de electricidad en el SING alcanzaron los 11.240 GWh en 2004, 11.546 GWh en 2005 y 12.027 GWh en 2006.

Las ventas físicas de energía en Chile alcanzaron los 18.461 GWh en 2004, los 20.730 GWh en 2005 y los 20.923 en 2006, representando el 40,3%, 43,7% y 41,6% de la participación del mercado, respectivamente. Nuestra generación física en Chile ha aumentado desde 2004 y ha disminuido el porcentaje de las compras de energía para satisfacer las obligaciones contractuales con terceros de un 10,2% en 2004 al 6,2% en 2006, como consecuencia de nuestra estrategia comercial de realizar reducciones en las ventas contratadas. La motivación principal detrás de esta estrategia comercial es nuestra decisión de reducir la exposición hidrológica además de los reglamentos estatales que se implementaron en 2000 y 2001. Véase el "Ítem 4. Información sobre la Compañía-Vista general del negocio-La generación de electricidad en Chile-La estructura industrial y marco regulatorio". Intentamos minimizar el efecto que tienen las condiciones hidrológicas pobres en nuestras operaciones en cualquier año al limitar principalmente los compromisos contractuales para que éstos no superen la producción estimada en un año seco. Los reglamentos estatales han tenido un impacto directo al aumentar los costos de falla que constituyen los costos que pagamos al no poder satisfacer sus compromisos contractuales y un impacto indirecto en forma de un desincentivo para las inversiones en activos de generación. Dados los efectos de los reglamentos estatales, el suministro energético no ha aumentado al mismo paso que la demanda energética, aumentando así el precio spot en el mercado spot de electricidad y haciendo que sea una alternativa comercial relativamente más atractiva.

La tabla que aparece a continuación detalla las compras y la producción de electricidad en Chile:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS DE GWh EN CHILE (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		20056	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Producción de electricidad.....	16.797	89,8	18.764	89,2	19.973	93,8
Compras de electricidad	1.914	10,2	2.268	10,8	1.317	6,2
Total(1).....	18.711	100,0	21.032	100,0	21.290	100,0

(1) La producción total de GWh más las compras difiere de las ventas de GWh debido a las pérdidas de transmisión, puesto que ya se han descontado el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas.

Nosotros y nuestras filiales chilenas de generación suministramos electricidad a las principales distribuidoras reguladas, a las grandes empresas industriales no reguladas (principalmente en los sectores de la minería, la celulosa y la siderurgia) y al mercado spot. Las relaciones comerciales con los clientes suelen regirse mediante los contratos formales. Los contratos de suministro con las distribuidoras deben adjudicarse mediante un proceso de licitación, por lo general consisten en contratos estandarizados y deben contar con un plazo promedio de diez años. Los contratos de suministro con los clientes no regulados (los grandes clientes industriales) son específicos de acuerdo a las necesidades de cada cliente y ambas partes aceptan todas las condiciones, las cuales también reflejan las competitivas condiciones del mercado.

En los años 2004, 2005 y 2006, Endesa Chile contaba con 56, 53 y 46 clientes en Chile, respectivamente, incluyendo las principales distribuidoras del SIC y los principales clientes industriales no regulados. Trece distribuidoras presentaron retiros de conformidad a las disposiciones de la Resolución 88 (véase el Ítem 4. La generación eléctrica en Chile – la estructura industrial y el marco regulatorio). Saesa constituye la compañía con el mayor volumen de compras de 665 GWh al año. De 2004 a 2005, las ventas a los clientes no regulados disminuyeron del 26,5% en 2004 al 23,1% en 2005 pero aumentaron al 24,7% en el 2006.

La tabla que aparece a continuación contiene los datos asociados a nuestras ventas de electricidad en Chile por tipo de cliente:

VENTAS FÍSICAS DE ENDESA CHILE EN CHILE POR SEGMENTO DE CLIENTE (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Clientes regulados (1).....	10.387	56,3	10.575	51,0	10.756	51,4
Clientes no regulados	4.884	26,5	4.797	23,1	5.176	24,7
Ventas de electricidad en el mercado spot	3.192	17,3	5.358	25,8	4.991	23,9
Ventas de electricidad totales.....	18.462	100	20.731	100,0	20.923	100,0

(1) Se incluyen las ventas a distribuidoras en relación a la Resolución 88.

Nuestros contratos de suministro más importantes con clientes regulados corresponden a los contratos con Chilectra S.A. (“Chilectra”) y Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”), las dos distribuidoras más grandes de Chile en términos de ventas. Nuestros contratos con Chilectra y CGE vencen en 2010 y 2009, respectivamente. En octubre de 2006, Chilectra, CGE, Chilquinta, Emel y Saesa presentaron la primera licitación de conformidad a las necesidades de energía a largo plazo, a entregarse a partir del mes de enero de 2010 por un plazo de 10 años. La energía asignada representó el 92% de las necesidades totales de estas distribuidoras. La energía asignada por país, el porcentaje de energía asignada con respecto al total ofrecido por cada compañía y el porcentaje del monto total asignado por las distribuidoras a cada compañía se detallan a continuación:

Compañía	Oferta de energía (GWh)	Energía asignada (GWh)	% de energía asignada con respecto a cada oferta	% del total de la energía asignada
Endesa Chile	6.400	6.395	99,9%	58,7%
Colbún	3.000	2.200	73,3%	20,2%
Gener	1.800	1.389	77,1%	12,8%
Gualcolda	1.010	900	89,2%	8,3%
Total	12.210	10.884	n.a.	100,0%

Habitualmente, nuestros contratos con los clientes no regulados para la venta de electricidad en Chile tienen plazos que por lo general varían entre diez y veinte años. Normalmente, dichos contratos se prorrogan automáticamente al término del plazo efectivo a no ser que una de las partes decidiera ponerle término con un previo aviso. Generalmente dichos contratos establecen que se debe volver a fijar el precio de compra de forma periódica en consonancia con el precio de mercado. Algunos incorporan un mecanismo de ajuste de precio en caso de existir costos marginales altos, lo que también minimiza el riesgo hidrológico. Los contratos con los clientes no regulados pueden incluir también especificaciones con respecto a las fuentes y los equipos de energía de respaldo, los cuales se pueden proveer a precios especiales, además de la provisión de asistencia técnica al cliente. En casos de fuerza mayor, según se define en los contratos con los clientes no regulados, se nos permite también rechazar las compras y no estamos obligados a suministrar electricidad. Por lo general, los contratos con los clientes no regulados no especifican restricciones con respecto a la capacidad de Endesa Chile de revender la producción que no se compra bajo dichos contratos. Comúnmente, cualquier disputa en virtud del contrato se resuelve mediante el arbitraje vinculante entre las dos partes, lo que está sujeto a algunas excepciones limitadas.

La tabla que aparece a continuación demuestra nuestras ventas por volumen con nuestros cinco principales clientes de distribución y no regulados en Chile para los períodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES EN CHILE (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Distribuidoras:						
Chilectra.....	4.747	25,7	4.231	20,4	4.190	20,0
CGE.....	3.877	21,0	4.154	20,0	4.449	21,3
Saesa (1).....	332	1,8	540	2,6	665	3,2
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.....	611	3,3	665	3,2	717	3,4
Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	580	3,1	643	3,1	417	2,0
Ventas totales a las cinco distribuidoras principales.....	10.147	55,0	10.233	49,4	10.438	49,9

Cientes no regulados:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Codelco (2).....	711	3,9	536	2,6	548	2,6
CMPC.....	779	4,2	794	3,8	937	4,5
Cía. Minera Los Pelambres.....	672	3,6	701	3,4	738	3,5
Cía. Minera Collahuasi.....	801	4,3	813	3,9	867	4,1

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Cía. Acero del Pacífico – Huachipato.	557	3,0	528	2,5	546	2,6
Ventas totales a los cinco clientes no regulados principales.....	3.521	19,1	3.372	16,3	3.635	17,4

- (1) No tenemos un contrato con Sociedad Austral de Electricidad S.A. (“Saesa”). Las ventas responden a una resolución del gobierno (RM88) que les obliga a las generadoras del sistema CDEC-SIC a suministrar energía a las distribuidoras sin contrato. Esta situación se mantendrá hasta el mes de diciembre de 2009, fecha en la cual está programado el término del programa.
- (2) En 2004, suministramos energía a la División El Teniente y la División Salvador de Codelco, la empresa minera estatal y uno de los productores de cobre más grande del mundo.

Competimos en el SIC principalmente con otras dos generadoras eléctricas, AESGener y Colbún S.A. (“Colbún”). Según la energía máxima que considera el CDEC-SIC en el cálculo de “energía firme” en 2006, la capacidad instalada de AESGener y las filiales en el SIC alcanzó los 1.467 MW, el 80% de la cual fue termoeléctrica, y la capacidad instalada de Colbún alcanzó los 1.819 MW, el 59% de la cual fue termoeléctrica. Aparte de estos dos grandes competidores, existen numerosas entidades pequeñas que generan electricidad en el SIC.

Nuestra competencia principal en el SING consiste en Electroandina, Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (“Edelnor”), AESGener y Norgener S.A., que tienen una capacidad instalada de 992 MW, 719 MW, 643 MW y 277 MW, respectivamente, significativamente mayor que nuestra participación directa en el SING, por medio de la central térmica Tarapacá de 182 MW de propiedad de nuestra filial Celta, y nuestra participación indirecta a través de nuestra compañía no consolidada, GasAtacama, cuya central tiene una capacidad instalada de 781 MW. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — C. Estructura organizacional” para obtener detalles de las compañías coligadas.

Las generadoras eléctricas compiten principalmente sobre la base de su experiencia y confiabilidad técnicas y de los precios en cuanto se refiere a los clientes no regulados. Además, ya que el 76,3% de nuestra capacidad instalada proviene de centrales hidroeléctricas, por lo general nuestros costos de producción son menores que los de las otras empresas que generan electricidad en el SIC por medio de centrales térmicas. Sin embargo, durante los períodos de sequía prolongada, a menudo nos vemos obligados a comprar electricidad más costosa que el precio spot de las generadoras termoeléctricas con el fin de satisfacer nuestras obligaciones contractuales.

Nuestras principales fuentes del resultado fuera de explotación corresponden a (i) nuestro negocio de GasAtacama, que cuenta con una capacidad de transporte diario de hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas y una central de ciclo combinado a gas con una capacidad instalada total de aproximadamente 781 MW en Mejillones y (ii) Electrogas que genera ingresos de transporte derivados del gasoducto que suministra las centrales de ciclo combinado de San Isidro y Nehuenco en Quillota. Véase “—Estructura organizacional” para obtener detalles de las empresas coligadas.

La generación eléctrica en Chile – estructura de la industria y marco regulatorio

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores: la generación, la transmisión y la distribución. El sector de la generación consiste en las compañías que generan electricidad a partir de fuentes de producción hidroeléctrica y térmica. Las generadoras venden su producción a las compañías distribuidoras, las compañías de generación y otros grandes clientes que tienen la autorización para hacer compras directamente a las generadoras debido a las grandes cantidades de electricidad que compran. El sector de la transmisión consiste en las compañías que transmiten a alto voltaje la electricidad producida por las generadoras. El tercer sector consiste en las compañías de distribución que compran la electricidad a las generadoras para luego venderla a sus clientes regulados y no regulados.

El sector de electricidad en Chile se rige de conformidad al DFL N° 1 promulgado en 1982 y los reglamentos estipulados en el Decreto N° 327 de 1998, y sus modificaciones, colectivamente conocidos como la Ley Eléctrica de la República de Chile. Bajo la Ley Eléctrica de Chile, la SEC y el Ministerio de Economía, mediante la CNE,

fiscalizan la generación, la transmisión y la distribución eléctrica. El Ministerio de Economía concede concesiones a las compañías generadoras para las centrales hidroeléctricas y a las compañías de transmisión y distribución para las redes. La CNE, por medio de la aplicación de ciertos regímenes tarifarios establecidos en la Ley Eléctrica de Chile, calcula los precios máximos de las ventas de electricidad a los usuarios finales regulados.

La industria eléctrica chilena está organizada en cuatro sistemas de electricidad interconectados pero separados que facilitan la coordinación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro de un área geográfica específica: el Sistema Interconectado Central (el SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (el SING) y dos sistemas aislados y menores que suministran electricidad a las zonas remotas de Aysén y Magallanes.

Una entidad conformada por grupos industriales de generación autónomos conocida como el Centro de Despacho Económico de Carga (el CDEC) coordina la operación de las generadoras eléctricas en cada uno de los dos principales sistemas interconectados en Chile, el SIC y el SING. El SIC y el SING están diseñados como mercados eficientes para la venta de electricidad en los cuales se utiliza el productor con el costo marginal más bajo para satisfacer la demanda. Producto de lo anterior, a cualquier nivel específico de demanda, se entrega el suministro apropiado al más bajo costo de producción disponible en el sistema. Adicionalmente, hay ciertas grandes compañías industriales que son dueñas de y operan sistemas de generación con el fin de satisfacer su propia demanda.

El sistema reglamentario chileno estipula que se despache la electricidad generada por los productores con los costos marginales más bajos antes de que se pueda despachar la electricidad de los productores con los costos marginales más altos, lo que se aplica a cada subsistema eléctrico en el país. Por lo tanto, en el SIC la electricidad generada por nuestras centrales hidroeléctricas, que generalmente gozan de costos marginales más bajos, se despacha por lo general antes de que se despache la electricidad generada en las centrales que dependen la generación termoeléctrica. Sin embargo, durante las condiciones hidrológicas desfavorables cuando el costo marginal de la electricidad es mayor producto del aumento del uso de las centrales termoeléctricas, se puede despachar la electricidad generada en estas centrales térmicas antes de que se despache la electricidad generada en las centrales hidroeléctricas ya que el valor del agua en los embalses es relativamente mayor dadas las condiciones de sequía. No hay ninguna central de generación hidroeléctrica importante en el SING pero el despacho central de la generación sigue la misma regla del costo marginal menor.

Al 31 de diciembre de 2006, teníamos un total de 22 centrales generadoras en Chile. Veinte de las instalaciones de generación (14 centrales hidroeléctricas y 6 térmicas) que operamos en Chile y que son de nuestra propiedad están conectadas al SIC y las otras instalaciones de generación forman parte del SING.

El SIC, el sistema más grande, se extiende unos 2.400 kms desde Taltal en el norte hasta Quellón en la Isla de Chiloé en el sur. La capacidad instalada del SIC representa el 50% de la capacidad instalada total en Chile. El 58% de la capacidad total del SIC corresponde a capacidad hidroeléctrica y el 42% a capacidad térmica. La demanda de 2006 fue de 6.059 MW con ventas físicas anuales de 38.259 GWh. Las ventas de electricidad al SIC aumentaron en un 6,6% de 2005 a 2006. El SIC se encuentra a lo largo del área nacional donde se ubica el 70% de la demanda chilena de electricidad.

Nosotros, directamente y a través de nuestras filiales Pehuenche, Panque y San Isidro, somos la principal operadora en el SIC, con el 50% de la capacidad instalada total y el 55% de las ventas físicas de energía de este sistema en 2006.

El SING abarca la zona norte del país desde Arica a Coloso, recorriendo una distancia aproximada de 700 km. En diciembre de 2006, la capacidad instalada del SING ascendía a los 3.611 MW, el 99 % de la cual es térmica. La demanda horaria bruta de punta en el SING en 2006 fue 1.774 MW y las ventas físicas anuales fueron 12.027 GWh. El consumo aumentó en un 4,2 % en 2006 con respecto al 2005. Las instalaciones en el SING suministran electricidad a la región minera en el norte de Chile

Nuestra filial Celta tiene una central térmica de 182 MW de dos turbinas que está conectada al SING y que representa el 5% de la capacidad total del SING. A través de nuestra compañía coligada, GasAtacama, tenemos una participación adicional en el SING de 781 MW. La tabla que aparece a continuación demuestra los datos relacionados con la capacidad de generación eléctrica de Endesa Chile en Chile.

CENTRALES EN CHILE (MW)(1)

	Tipo (2)	Sistema	Capacidad instalada (MW)
Hidroeléctricas			
Rapel	De embalse	SIC	377
Ralco	De embalse	SIC	690
Cipreses	De embalse	SIC	106
El Toro	De embalse	SIC	450
Pehuenche	De embalse	SIC	566
Pangue	De embalse	SIC	467
Los Molles	De pasada	SIC	18
Sauzal	De pasada	SIC	77
Sauzalito	De pasada	SIC	12
Isla	De pasada	SIC	68
Antuco	De pasada	SIC	320
Abanico	De pasada	SIC	136
Curillinque	De pasada	SIC	89
Loma Alta	De pasada	SIC	40
Hidroeléctrica total			3.416
Térmicas			
Huasco TV	Vapor / carbón	SIC	16
Bocamina	Vapor / carbón	SIC	128
Tarapacá TG	Vapor / petróleo diesel	SING	24
Tarapacá carbón	Vapor / carbón	SING	158
Diego de Almagro	Turbogas / petróleo diesel	SIC	47
Huasco TG	Turbogas / IFO 180	SIC	64
San Isidro	Ciclo combinado / gas natural y petróleo diesel	SIC	379
Taltal	Turbogas / gas natural y petróleo diesel	SIC	245
Térmica total			1.061
Capacidad total			4.477

(1) La capacidad instalada total definida como la capacidad máxima (medida en los MW de las unidades de generadoras), bajo condiciones y características técnicas específicas.

(2) Los términos “de embalse” y “de pasada” se refieren a centrales hidroeléctricas que utilizan un embalse o un río, respectivamente, para mover las turbinas que generan la electricidad.

El término “a vapor” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, el carbón, el diesel o el fuel oil para producir el vapor que mueve las turbinas que generan la electricidad.

El término “a gas” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, el carbón, el diesel o el fuel oil para producir el gas que mueve las turbinas que generan la electricidad.

El término “ciclo combinado” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, el carbón, el diesel o el fuel oil para producir el gas que mueve las turbinas que generan la electricidad y que después recupera el gas que escapa de este proceso para generar el vapor que mueve otra turbina.

La Ley Eléctrica de Chile

General. La Ley Eléctrica de Chile tiene como objetivo el establecimiento de un régimen reglamentario simplificado y un proceso de fijación de tarifas por medio de la definición de criterios objetivos para la fijación de precios que limiten el rol discrecional del Estado. El resultado esperado es la asignación de recursos económicamente eficiente para y dentro del sector eléctrico. El sistema reglamentario está diseñado con el fin de proporcionar una tasa de rentabilidad competitiva sobre las inversiones con el objetivo de incentivar la inversión privada y a la vez asegurar la disponibilidad de electricidad para toda persona que lo solicite. Nuestros precios, entre otros aspectos de nuestra actividad en Chile, están sujetos a regulación de conformidad a la Ley Eléctrica de Chile. Existen tres entidades estatales cuya responsabilidad primaria es la implementación y fiscalización de la Ley Eléctrica de Chile. La CNE calcula los precios minoristas y mayoristas, o los precios de nudo, que requieren la

aprobación final del Ministerio de Economía, y prepara el plan de obras que consiste en una pauta a 10 años para la estrategia de expansión del sistema eléctrico que debe ser consistente con los precios calculados. La SEC fija y fiscaliza las normas técnicas del sistema. Adicionalmente, el Ministerio de Economía fiscaliza el otorgamiento de concesiones a las compañías generadoras, transmisoras y distribuidoras.

De acuerdo a la Ley Eléctrica de Chile, las compañías que participan en la generación de electricidad en Chile deben coordinar sus operaciones a través de los CDEC con el fin de minimizar los gastos de explotación de la red de electricidad y monitorear la calidad del servicio prestado por las generadoras y transmisoras. Las generadoras cumplen con los requisitos contractuales de ventas al despachar la electricidad, sea de su propia producción o comprada a otras generadoras en el mercado spot. El propósito principal de un CDEC en la operación del sistema de despacho es asegurar que solamente la electricidad producida de manera más eficiente se despache a los clientes dado el nivel de seguridad establecido en los reglamentos vigentes. Puesto que nuestra producción en el SIC es hidroeléctrica en su mayor parte, haciendo que nuestro costo marginal de producción sea el más bajo en ese sistema interconectado, nuestra producción eléctrica en el SIC generalmente se despacha durante las condiciones hidrológicas normales. Las generadoras buscan un equilibrio entre sus obligaciones contractuales y sus despachos al comprar o vender electricidad al precio spot, fijado cada hora por el CDEC, sobre la base del costo marginal de producción del kWh próximo a despacharse. Esto se conoce como el costo marginal spot.

Ventas de las empresas generadoras. Se pueden hacer ventas de acuerdo a contratos de largo o corto plazo o, basándose en ventas spot en el caso de ventas a otras empresas generadoras. También existe la opción entre las compañías generadoras de realizar ventas contractuales entre ellas a precios negociados. Las generadoras tienen plena libertad para decidir si o con quién celebran contratos, la duración de los contratos y la cantidad de electricidad vendida.

Ventas a las empresas distribuidoras y a ciertos clientes regulados. Según la Ley Eléctrica de Chile y sus reglamentos, la venta a empresas distribuidoras para la reventa a clientes regulados se debe hacer a los precios de nudo vigentes en ese momento en las ubicaciones relevantes (“nudos”) en el sistema interconectado a través de las cuales dicha electricidad es suministrada. Los clientes regulados consisten en aquellas entidades cuya capacidad de consumo máxima es igual o menor que los 2 MW, sin embargo, a partir del mes de marzo de 2006, los clientes con una capacidad de consumo máxima de entre 0,5 MW y 2 MW se les permite optar por ser clientes regulados (según se define en la Ley Corta I– véase el texto a continuación). Las distribuidoras pagan dos precios de nudo: uno correspondiente a la capacidad y otro al consumo de energía. Los precios de nudo para la capacidad se determinan en función del costo marginal asociado al aumento de la capacidad existente en el sistema eléctrico con la central generadora menos costosa restante. Los precios de nudo para el consumo de energía se calculan sobre la base del costo marginal a corto plazo proyectado que se requiere para satisfacer la demanda de energía durante los 48 meses siguientes en el SIC y durante los 24 meses siguientes en el SING. Para poder determinar el costo marginal en el SIC, se aplica un modelo que toma en consideración los principales variables del costo de energía en cada subestación en el sistema interconectado a lo largo de un período de 10 años. Este modelo incluye los siguientes factores: el crecimiento proyectado de la demanda; las cotas de las represas (que son importantes en la determinación de la disponibilidad y precio de la hidroelectricidad); los costos y la disponibilidad de combustibles para las centrales térmicas de generación eléctrica; la programación de mantenimiento planificado y otros factores que afectarían la disponibilidad de la existente capacidad de generación; más las adiciones programadas a la capacidad de generación durante el Plan de Obras. Los mismos principios generales se utilizan para determinar el precio de nudo en el SING.

Los precios de nudo para capacidad y consumo de energía se fijan en abril y octubre por medio de un decreto emitido por el Ministerio de Economía. Aunque los precios de nudo se cotizan en pesos, las variables utilizadas para determinarlos se computan básicamente en dólares. Estos precios de nudo entran en vigor en mayo y noviembre. Los precios de nudo son ajustados durante un período de seis meses sólo si los cambios en las variables subyacentes en el modelo utilizado para proyectar un precio de nudo produjesen una variación mayor que el 10% con respecto al precio inicialmente calculado. A las empresas distribuidoras se les exige pagar a las empresas generadoras el día 21 del mes siguiente las compras de energía de cada mes al precio de nudo vigente en ese momento.

La Ley Eléctrica de Chile establece que si una empresa generadora vende directamente a un cliente regulado fuera del área de concesión de una empresa distribuidora, dicha compañía generadora debe aplicar el mismo precio que se le exigiría pagar a la empresa distribuidora.

Potencia firme. La potencia firme consiste en la capacidad probable total de todas las unidades generadoras en un sistema interconectado, la que se calcula sobre la base de datos históricos, análisis estadísticos y ciertos supuestos respecto a la hidrología. Cada CDEC compara la potencia firme con la demanda de punta máxima anticipada para la capacidad durante las horas de punta en el sistema. La diferencia entre la capacidad probable del sistema completo y la demanda máxima anticipada en horas de punta se proratea en cada unidad generadora en el sistema. Por ende, “la potencia firme se asigna a cada unidad y a cada compañía”. Si la potencia firme asignada de una generadora supera sus compromisos contractuales en horas de punta con clientes, dicha compañía recibirá una compensación por su potencia firme asignada adicional, la que provendrá de aquellas generadoras cuyos compromisos de horas de punta con clientes superan su potencia firme asignada, todo sobre la base del precio de nudo vigente para capacidad.

Es posible que una empresa generadora tenga que vender o comprar energía o capacidad en el mercado de electricidad spot en cualquier momento dado, lo que depende de sus exigencias contractuales y de la cantidad que se necesita despachar. Las compraventas realizadas en el mercado de electricidad spot se transan cada hora al costo marginal spot del sistema interconectado en el que se encuentran las compañías, que es el costo marginal del siguiente kWh a despacharse. Las empresas generadoras que realizan compras en el mercado de electricidad spot reciben el día 22 del mes siguiente una compensación por las ventas de cada mes al costo marginal spot vigente al momento de la venta.

Las ventas a clientes no regulados. La Ley Eléctrica distingue entre los precios regulados y no regulados para el suministro de electricidad. Los precios de suministro de electricidad no son regulados para los clientes indicados a continuación:

- (1) los clientes finales con una capacidad de conexión igual a o mayor que los 2000 kW y los consumidores con una capacidad de conexión de entre 500 y 2000 kW quienes optaron por ser clientes no regulados (según se define en la Ley Corta I – véase abajo);
- (2) los clientes temporales; y
- (3) los clientes con exigencias de calidad especiales.

Los clientes que no están sujetos a los precios regulados, comúnmente conocidos como clientes no regulados, pueden negociar libremente los precios con las empresas distribuidoras y/o generadoras.

La transmisión. En la medida que los activos de una compañía de transmisión se construyan de conformidad a concesiones concedidas por el Estado chileno, la Ley Eléctrica de Chile estipula que dicha compañía debe operar el sistema de transmisión cubierto sobre la base del “acceso abierto” de tal forma que los usuarios puedan obtener acceso al sistema al contribuir a los costos operacionales y de mantenimiento y, en caso de ser necesario, los costos de expansión del sistema. Las compañías de transmisión recuperan su inversión en los activos de transmisión a través de los peajes o “los cargos de transmisión”, los cuales se cobran a las empresas generadoras y que también son financiados en parte por el cliente final. Dichos peajes se calculan mediante una fórmula según la cual el propietario de las líneas de transmisión recibe un reembolso por sus gastos de explotación y de inversión asociados a las líneas transmisoras utilizadas. Cualquier disputa con respecto a los temas de transmisión se somete al arbitraje de conformidad a la Ley Eléctrica de Chile.

La tarifa de distribución a los clientes finales. La tarifa cobrada por las empresas distribuidoras a sus clientes finales es la suma del costo de compra incurrido por la empresa distribuidora (los precios de nudo para la capacidad y consumo de energía al punto de compra de la empresa generadora), una sobrecarga de transmisión, un factor para las pérdidas de distribución de capacidad y energía y el valor agregado de la red de distribución (el “VAD”). El precio para la capacidad de generación y de distribución vendida a los clientes incluye un “factor de sobrecarga” que refleja la sobrecarga entre la demanda de capacidad en punta para los clientes y para el sistema en su totalidad. La sobrecarga de transmisión refleja el costo de transmitir y transformar la electricidad de un nudo en el sistema interconectado a una subestación al nivel de distribución. El VAD incluye un rendimiento permitido de la inversión.

Las concesiones. La Ley Eléctrica de Chile permite, en algunos casos, la generación y transmisión de electricidad sin la necesidad de obtener una concesión del Estado chileno. Sin embargo, las compañías pueden postular a una concesión del Estado chileno, en particular para facilitar el uso de y acceso a propiedades de terceros. Propietarios terceros tienen el derecho de recibir una compensación que las partes pueden acordar o, en la ausencia

de un acuerdo, se puede determinar la compensación mediante un proceso administrativo que se puede apelar en los tribunales chilenos.

Los cambios reglamentarios recientes. El Congreso chileno modificó la Ley Eléctrica de Chile, efectiva a partir del 8 de junio de 2000, aplicando así severas multas a las empresas generadoras con déficit en caso de prolongados períodos de escasez eléctrica. Se puede aplicar el racionamiento eléctrico mediante la promulgación de un decreto de racionamiento que está sujeto a la aprobación previa de la CNE y el Ministerio de Economía. Dicha aprobación depende de la gravedad de las condiciones prevalecientes que causan la escasez eléctrica.

La Ley Eléctrica de Chile y sus modificaciones ya no exonera a las empresas generadoras con déficit del pago de multas cuando la escasez energética se debe a condiciones de sequía graves y establece que dichas condiciones climáticas no se considerarán eventos de Fuerza Mayor. Adicionalmente, la Ley Eléctrica de Chile modificada requiere que las generadoras compensen a los usuarios durante períodos de racionamiento, lo que difiere de la Ley antes de la modificación, que sólo compensaba a las empresas generadoras con superávit, sin multar a las empresas generadoras con déficit durante los períodos de escasez energética. Las compañías multadas de conformidad a la legislación tendrán el derecho de apelar pero solamente después de haber hecho un prepago igual al 25% de la multa.

Según lo dispuesto en la Ley Eléctrica de Chile, en su versión actualmente vigente, nos podemos ver obligados a pagar multas a las autoridades reglamentarias, hacer pagos compensatorios a los consumidores de electricidad afectados por la escasez eléctrica y hacer pagos a las empresas generadoras de las cuales estamos obligados a comprar la electricidad con el fin de cumplir con nuestros compromisos contractuales. Estos tres tipos de multas o pagos se describen a continuación.

- *Las multas:* Las nuevas multas que podrían aplicarse a cualquier empresa eléctrica bajo la supervisión de la CNE y la SEC, fluctúan entre \$62 y \$7,4 millones. Las compañías sancionadas bajo la ley tendrán el derecho de apelar pero sólo después de haber hecho un prepago igual al 25% de la multa.
- *Los pagos compensatorios hechos por las generadoras:* Si el Ministerio de Economía emite un decreto de racionamiento, las empresas generadoras pueden verse obligadas a rembolsar a las empresas distribuidoras a prorrata de los créditos otorgados a los usuarios finales por una suma igual al producto de:
 1. la diferencia entre el precio de racionamiento que paga el usuario final especificado en el decreto de racionamiento y el precio de nudo pertinente; y
 2. la diferencia entre el consumo de energía actual del usuario durante el período de racionamiento y su consumo durante el mismo período del año anterior, con ciertos ajustes.
- *El costo de falla:* La Ley Eléctrica de Chile establece un “costo de falla” igual a la cantidad que deben pagar las generadoras con un déficit que no pueden cumplir con sus compromisos contractuales de suministro de electricidad durante los períodos en los cuales un decreto de racionamiento está vigente.

El 30 de mayo de 2001, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 88, estableciendo que a las empresas generadoras se les requiere suministrar electricidad a las distribuidoras que pueden contratar un suministro adecuado para servir sus clientes. La modificación más reciente que se aplicó a la ley eléctrica, mediante la Ley 20.018 (la “Ley Corta II”), estableció un mecanismo de compensaciones transitorias, según el cual las ventas de energía derivadas de la Resolución 88 se deben llevar a cabo al precio spot. Este período de transición termina el 31 de diciembre de 2009. Por lo tanto, para nuestras filiales la Ley Corta II mitiga algunos de los riesgos de fijación de precios implícitos en la Resolución 88.

Recientemente se aplicaron dos modificaciones importantes a la Ley chilena

La “Ley Corta I”

En enero de 2004 el Congreso chileno aprobó la Ley Corta I que entró en vigencia en marzo de 2004. Los principales cambios introducidos por la Ley Corta I son los siguientes:

- Una nueva metodología referente a las compensaciones entregadas a los sistemas de transmisión más la expansión de los mismos que reduce los costos de transmisión de las generadoras mediante la transferencia de parte del costo al cliente final.
- La reducción de la banda del precio de nudo regulado (denominada la banda del precio del mercado) con respecto al precio de contrato del cliente libre del 10% al 5% (posteriormente modificado a través de la Ley Corta II); y
- El cambio en la definición del “cliente no regulado” que se define como cliente final con una capacidad conectada igual a o mayor que los 2000 kW y los clientes con una capacidad conectada de entre 500 kW y 2000 kW quienes optan por ser clientes no regulados (vigente en 2006).

La “Ley Corta II”

El 19 de mayo de 2005, el congreso chileno aprobó una nueva modificación a la Ley Eléctrica a través de la Ley N° 20.018 (la “Ley Corta II”). De las modificaciones que se introdujeron, la más pertinente en lo que a nosotros se refiere es la mayor flexibilidad de la banda del precio de nudo que vincula los precios de nudo teóricos con los precios de los clientes libres. En virtud de los reglamentos aprobados bajo la Ley Corta I, los precios de nudo sólo podrían ser mayores o menores que el 5% de los precios no regulados, pese a que los precios teóricos podrían ser significativamente diferentes. Según la modificación, si la diferencia entre el precio del mercado de contratos promedio (que incluye el precio de contratos a largo plazo con las distribuidoras) y el precio teórico fuese menos que el 30%, el precio regulado sería igual que el precio del mercado de contratos promedio +/-5%. Si la diferencia fuese mayor que el 80%, el precio regulado sería igual que el precio del mercado de contratos promedio +/- 30%. Si la diferencia se hallase entre el 30% y el 80%, el ajuste se calcularía sobre la base de una ecuación que arrojaría un precio de nudo entre el 5% y el 30% del precio del mercado de contratos promedio.

La regulación ambiental

La Constitución de Chile de 1980 otorga a todo ciudadano el derecho de vivir en un ambiente libre de contaminación y establece además que otros derechos constitucionales pueden verse limitados con el fin de proteger el medioambiente. Si bien la reglamentación ambiental chilena no está tan bien desarrollada como en Estados Unidos y otros países, Chile cuenta con numerosos reglamentos, leyes, decretos y ordenanzas municipales que pueden imponer restricciones ambientales. Por ejemplo, la Ley N° 18.902 de la Superintendencia de Servicios Sanitarios 27/01/1990 y el Código Sanitario contienen disposiciones relacionadas con la eliminación de desechos, el establecimiento de industrias en áreas en las cuales pueden afectar la salud pública y la protección del agua para el consumo humano. Los reglamentos establecen que ninguna entidad industrial puede eliminar sustancias que puedan representar un riesgo para el riego o consumo en cualquier desagüe o cuerpo de agua natural o artificial sin la autorización previa del Ministerio de Obras Públicas y una aprobación favorable de la Superintendencia de Servicios Sanitarios. Los reglamentos también estipulan la necesidad de contar con la aprobación estatal para cualquier sistema que una entidad industrial proponga utilizar para fines de neutralización o purificación de residuos líquidos industriales.

Las operaciones de Endesa Chile en Chile están sujetas a la Ley N° 19.300 (la “Ley de Bases Ambientales de Chile”) que se promulgó en 1994. La Ley de Bases Ambientales de Chile requiere que Endesa Chile realice un estudio de impacto ambiental para cualquier proyecto o actividad futura que pueda afectar el medioambiente y exige también que la Compañía someta dichos estudios a revisión por parte de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). Adicionalmente, requiere una evaluación del impacto ambiental realizada por el gobierno chileno o la contratación de una póliza de seguro ambiental asegurando el cumplimiento de las normas de emisiones, ruido y eliminación de desechos, y autoriza a los ministerios competentes la definición de normas de emisiones. La Ley de Bases Ambientales de Chile se implementa mediante el Reglamento N° 30 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia (“Reglamento N°30”) con fecha de 20 de marzo de 1997. Endesa Chile sigue las pautas establecidas en el Reglamento N° 30 en el análisis de sus proyectos futuros.

Los derechos de agua

Endesa Chile posee derechos de agua incondicionales que son derechos de propiedad absolutos y de duración ilimitada. Sin embargo, en el mes de marzo de 2005 el Congreso chileno aprobó una modificación al cuerpo de ley vigente que rige los derechos de agua no utilizados. En virtud de la ley modificada, a partir del 1 de enero de 2006,

las generadoras chilenas tendrán que contribuir un pago anual para los efectos de una patente para los derechos de agua no aprovechados. En 2006 Endesa Chile registró un gasto de 70.816 UTM (lo que equivale \$ 4.3 millones). Constantemente analizamos los derechos de agua para determinar cuales mantendremos para el futuro y cuales renunciaremos. Al determinar que ciertos derechos de agua no se aprovecharán para un proyecto en el futuro, renunciaremos dichos derechos con el fin de evitar la responsabilidad de pagar los patentes. Estimamos que, en caso de no abandonar ninguno de los derechos de agua en el SIC, tendremos que desembolsar un monto total no superior a U.S.\$ 4,3 millones al año. Los pagos desembolsados para efectos de patentes durante los ocho años anteriores al inicio de cualquier proyecto o al uso de dichos derechos de agua se pueden recuperar mediante un crédito tributario que se aplica mensualmente hasta recuperar la totalidad de los pagos correspondientes a los patentes.

En el caso de los derechos de agua ubicados en la parte austral de Chile (en la XI y XII Regiones, en particular, fuera del área que abarca el SIC), se pagará una patente a partir del 1 de enero de 2012, haciendo uso el SIC del mismo régimen de crédito tributario que se menciona en el párrafo anterior.

Operaciones en Argentina

El resultado de explotación de las actividades de la Compañía en Argentina representó el 14,4%, 14,0% y 17,6% de nuestro resultado de explotación total para los años 2004, 2005 y 2006. Los ingresos y gastos de explotación para los tres años se indican en la tabla a continuación:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE LAS OPERACIONES EN ARGENTINA

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006
	<i>(en millones de Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación	156.864	160.087	235.416
Gastos de explotación.....	117.782	144.220	195.691
Resultados de explotación	36.640	13.184	36.554

Para obtener detalles de las variaciones en las cifras monetarias anuales, véase “Ítem 5. Resumen operativa y financiera y perspectivas”.

Endesa Chile participa en la generación eléctrica en Argentina a través de sus filiales Endesa Costanera y El Chocón, con un total de 5 centrales, dos de las cuales son hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 1.320 MW y tres de las cuales son térmicas con una capacidad instalada total de 2.319 MW. En 2006, las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de Endesa Chile en Argentina constituyeron el 15% de la capacidad de generación eléctrica del MEM, lo que es menor que 2005, año en el cual la participación del mercado alcanzó el 15,6%, según la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. o CAMMESA. Desde el mes de marzo de 2006, los sistemas del MEM y el MEMSP (Sistema Patagónico) fueron conectados a través de una línea de transmisión de 500 kV, lo que explica la reducción de la participación del mercado.

Participamos también en la transmisión y la venta de electricidad en Argentina mediante nuestra compañía coligada, Endesa Brasil, creada en 2005 y que consolida Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM), propietaria del lado argentino de una línea de interconexión con Brasil, y a través de CEMSA, una empresa comercializadora que ha suscrito contratos con generadoras argentinas para la exportación de electricidad desde Argentina a Brasil y Uruguay. Hasta el 30 de septiembre de 2005 teníamos una participación de 45% en CTM y CEMSA a través de CIEN y Endesa Argentina, respectivamente. A partir del 1 de octubre de 2005, nuestra participación en la propiedad de CIEN y CTM se transfirió a Endesa Brasil. Nuestra participación en CEMSA no se ha modificado. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — C. Estructura organizacional” para detalles sobre las empresas coligadas.

Nuestras filiales argentinas Endesa Costanera y El Chocón participan en dos empresas nuevas, Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y Termoeléctrica José de San Martín S.A., las cuales se crearon para realizar la construcción de nuevas instalaciones de generación en relación a FONINMEM. Se espera que estas centrales entren en operaciones como centrales de turbinas a gas durante el año 2008 con una capacidad total de 1000 MW y como centrales de ciclo combinado a mediados de 2009 con una capacidad total adicional de 600 MW (de acuerdo a la

programación estacional de Cammesa, febrero 2007). Desde 2002, la intervención estatal y las acciones realizadas por las autoridades de la industria energética, lo que incluye la imposición de restricciones al precio spot de electricidad al considerar el costo variable de la generación eléctrica a gas natural sin las condiciones hidrológicas de los ríos y embalse ni el uso del combustible licuado más costoso, han ocasionado una escasez de inversiones en el sector de energía. La Secretaría de Energía, a través de la Resolución 712/2004, estableció FONINMEM, un fondo especial que permite el financiamiento y la gestión de toda inversión orientada a aumentar el suministro de energía eléctrica dentro del MEM. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Vista general del negocio — La generación eléctrica en Argentina — El marco regulatorio de la industria eléctrica” para mayores detalles; véase también el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y el desarrollo de la Compañía” para detalles.

La capacidad instalada de Endesa Costanera es térmica y representó alrededor del 9,6% de la capacidad instalada total en el Sistema Interconectado Nacional (el “MEM argentino”), al 31 de diciembre de 2006. La central de ciclo combinado II de Endesa Costanera constituye la más grande de su género en Argentina que puede operar a gas natural y a diesel. Nuestra central a vapor de 1.131 MW puede operar ya sea a gas natural o a fuel oil.

En la actualidad, El Chocón es la segunda instalación hidroeléctrica privada más grande en Argentina, representando aproximadamente el 5,5% de la capacidad instalada del SIN argentino al 31 de diciembre de 2006. El Chocón cuenta con una concesión a 30 años de dos centrales de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada total de 1.320 MW. La más grande de las dos centrales en las cuales El Chocón tiene una concesión tiene una capacidad instalada de 1.200 MW y es la principal instalación de control de crecidas en el Río Limay. El embalse grande de las instalaciones, el Embalse Ezequiel Ramos Mejía, hace posible que El Chocón sea uno de los principales proveedores de punta del SIN argentino. Las variaciones en la descarga de El Chocón se regulan mediante la central Arroyito de El Chocón, que constituye una represa aguas abajo con una capacidad instalada de 120 MW.

La tabla que aparece a continuación demuestra los datos de la capacidad instalada de nuestras filiales argentinas:

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN ARGENTINA (MW)

	Al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006 (1)
Endesa Costanera S.A.			
Turbina a vapor Costanera	1.131	1.131	1.138
Ciclo combinado II Costanera.....	852	852	859
Ciclo combinado I Central Termoeléctrica Buenos Aires.....	320	322	322
Hidroeléctrica El Chocón S.A.			
Hidroeléctrica El Chocón.....	1.200	1.200	1.200
Hidroeléctrica Arroyito.....	120	120	120
Total	3.623	3.624	3.639

(1) Las variaciones de la capacidad instalada en 2006 se deben a la incorporación de la Norma 038 de Endesa Chile en relación a la definición de potencia máxima de las centrales hidroeléctricas y térmicas de Endesa Chile certificadas por la consultoría Bureau Veritas.

Nuestra generación eléctrica total en Argentina alcanzó los 13.750 GWh en 2006, el 11,5% más que los 12.333 GWh en 2005 y el 21,8% más 11.290 GWh en 2004. Nuestra participación en el mercado de generación se ha situado en aproximadamente el 13% de la producción eléctrica total en Argentina desde 2004.

La tabla que aparece a continuación indica la generación eléctrica de nuestras filiales argentinas:

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FILIAL EN ARGENTINA (GWh)

	Al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006
Endesa Costanera	7.859	8.402	8.709
Hidroeléctrica El Chocón	3.431	3.931	5.041
Total	11.290	12.333	13.750

La generación hidroeléctrica de bajo costo representó casi el 36,7% de la generación total de 2006, más que en 2005 ya que el año 2006 fue un año relativamente lluvioso con respecto al 2005. El porcentaje de la generación hidroeléctrica en 2004 alcanzó el 30,4%, tal como se indica en la tabla a continuación:

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TÉRMICA DE ENDESA CHILE EN ARGENTINA (GWh)(1)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación hidroeléctrica	3.431	30,4	3.931	31,9	5.041	36,7
Generación térmica	7.859	69,6	8.402	68,1	8.709	63,3
Generación total.....	11.290	100,0	12.333	100,0	13.750	100,0

(1) La generación menos el consumo propio de las centrales más las pérdidas técnicas.

La parte que corresponde a las ventas físicas suministradas por nuestra propia generación de energía alcanzó el 98,2% de las ventas totales en 2006 mientras que las ventas suministradas por medio de la energía adquirida de otras generadoras representaron el 1,8% de las ventas totales en 2006, tal como se indica en la tabla que aparece a continuación:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS EN ARGENTINA (GWh)

	2004		2005		2006	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad.....	11.290	97,3	12.333	97,6	13.750	98,2
Compras de electricidad	313	2,7	308	2,4	256	1,8
Total(1).....	11.602	100,0	12.640	100,0	14.006	100,0

(1) La producción de energía más las compras de energía difiere de las ventas de electricidad en 2005 y 2006 debido a 61 GWh y 80 GWh, respectivamente, de consumo eléctrico de centrales que no fueron incorporados al sistema, lo que se denomina el consumo eléctrico no facturado.

En la tabla que aparece a continuación se indica la distribución de las ventas físicas en Argentina por segmento de cliente:

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTE EN ARGENTINA (GWh)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	(GWh)	% del volumen de ventas	(GWh)	% del volumen de ventas	(GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas	1.855	16,0	2.328	18,5	2.116	15,2
Ventas no contratadas	9.749	84,0	10.251	81,5	11.810	84,8
Ventas de electricidad totales	11.604	100,0	12.579	100,0	13.926	100,0

Nuestras ventas físicas en Argentina alcanzaron los 11.604 GWh en 2004, 12.579 GWh en 2005 y 13.926 GWh en 2006. El mercado de ventas físicas de la compañía se ha mantenido en un 14% desde 2004. Las ventas contratadas en 2006 representaron el 15,2% de las ventas físicas totales y las ventas del mercado spot representaron el 84,8% restante.

VENTAS FÍSICAS POR FILIAL EN ARGENTINA (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006
Central Costanera	7.973	8.466	8.736
El Chocón	3.630	4.113	5.191
Total	<u>11.604</u>	<u>12.579</u>	<u>13.926</u>

Las ventas físicas de Endesa Costanera aumentaron, alcanzando 8.736 GWh en 2006, 8.466 GWh en 2005 y 7.973 GWh en 2004. Las ventas contratadas sufrieron una baja de 1.183 GWh en 2005 a 758 GWh en 2006, lo que se debe principalmente a que es más fácil comprar electricidad de las distribuidoras que de las generadoras debido a las diferencias de precio en ambos mercados que son producto de la intervención de organismos reguladores.

Durante 2006, Costanera prestó servicios a un promedio de 35 clientes no regulados (GUMAS y GUMES). Costanera no tiene contratos con empresas distribuidoras. El escenario de precios actual de la industria eléctrica argentina, dadas las medidas regulatorias adoptadas desde 2003, hace que sea menos atractivo vender a las distribuidoras que al mercado mayorista.

La tabla a continuación indica las ventas por volumen de Endesa Costanera a sus principales clientes no regulados para los períodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES DE ENDESA COSTANERA (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato
Acindar (Cemsa)	0	0,0%	59	5,0%	102	13,4%
Transclor	87	10,0%	39	3,3%	86	11,3%
Peugeot	55	6,4%	63	5,3%	79	10,4%
Cenco	62	7,2%	62	5,3%	62	8,2%
Papelera de la Plata	89	10,3%	137	11,6%	45	5,9%
Indupa (Cemsa)	254	29,3%	195	16,5%	0	0,0%
Ventas totales a nuestros principales clientes no regulados	<u>547</u>	<u>63,2%</u>	<u>555</u>	<u>46,9%</u>	<u>373</u>	<u>49,2%</u>

(1) Acindar e Indupa no tienen contratos con Costanera pero reciben servicios a través de Cemsa.

Las ventas al mercado spot aumentaron de 7.283 GWh en 2005 a 7.978 GWh en 2006. La capacidad de Endesa Costanera de operar ya sea a gas natural o a combustible licuado, junto con la creciente demanda eléctrica y la falta de inversiones en instalaciones de gas natural y centrales de generación eléctrica, explican el aumento de la generación de la compañía.

Hasta agosto de 2005, Endesa Costanera tenía contratos de suministro de gas a largo plazo, pero en la actualidad ya no son vigentes producto de la Resolución 752/05 que prohíbe que las distribuidoras de gas vendan a los grandes clientes, incluyendo a las generadoras eléctricas y exige que compren directamente de los productores de gas natural. Desde el 1 de septiembre de 2005, Endesa Costanera renueva sus contratos todos los meses y desde el mes de julio de 2006 separa sus contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural con Metroenergía y Metrogas. El contrato de suministro de gas vence en diciembre de 2007. Si bien Costanera cuenta con contratos de

suministro de gas, el precio del gas natural aún no se ha determinado. Esperamos que las negociaciones entre el gobierno argentino y las compañías de suministro de gas natural definan los compromisos para el mercado interno para el período que va desde 2007 a 2011. El suministro del combustible licuado se realiza en el mercado spot de acuerdo a condiciones competitivas.

En relación al negocio de exportación de Endesa Costanera, desde 2005 las autoridades han restringido totalmente el acceso al mercado spot de electricidad y el uso de gas natural para las exportaciones de energía a Brasil, lo que ha impactado las operaciones normales de los contratos de exportación. Endesa Costanera no pudo dar cumplimiento completo a sus contratos de exportación con Brasil en 2005.

El 9 de diciembre de 2005, los Estados de Argentina y Brasil firmaron un acuerdo para facilitar las operaciones de contratos de exportación sin la imposición de multas por incumplimiento hasta el fin del período de transición el 31 de diciembre de 2008. De conformidad a este Memorandum de Entendimiento, Endesa Costanera solicitó a sus clientes de exportación que aplicaran una modificación al contrato para reestablecer las disposiciones de equilibrio financiero y económico, lo que ocasionaría un aumento de los precios, o bien la rescisión total del contrato. CIEN presentó distintas propuestas para la modificación de sus contratos con Brasil, sobre la base de ofertas de energía no interrumpible en Argentina y cambios a los precios de contratos que hicieron factibles las exportaciones de Argentina a Brasil después del período de transición. Sin embargo, estas propuestas no se aprobaron en Brasil. El 28 de noviembre de 2006 el Ministerio de Minas y Energía promulgó la decisión Portaria 294 que le permite a CIEN disminuir los contratos sólo para la Línea 2 y proceder con la búsqueda de usos alternativos de la Línea 2. Para mayores detalles, véase el Ítem 4.B Vista general del negocio. Las operaciones en Brasil.

Debido a la situación arriba señalada, los contratos de exportación siguieron inoperativos durante 2006. No obstante, desde mayo de 2006 Endesa Costanera vende esta capacidad, casi 1.000 MW, al MEM.

Las ventas físicas de El Chocón fueron 5.191 GWh en 2006, 4.113 GWh en 2005 y 3.630 GWh en 2004. Las condiciones relativamente lluviosas en 2006 explican el aumento del 26,2% con respecto a 2005. Las ventas contratadas subieron de 1.145 GWh en 2005 a 1.359 GWh en 2006 y los 3.832 GWh de ventas restantes se entregaron al mercado spot.

Durante 2006, El Chocón prestó servicios a un promedio de 17 clientes no regulados (GUMAS y GUMES). El Chocón no tiene contratos con empresas distribuidoras puesto que el escenario de precios actual de la industria eléctrica argentina, dadas las medidas regulatorias adoptadas desde 2003, hace que sea menos atractivo vender a las distribuidoras que al mercado mayorista.

La tabla que aparece a continuación establece las ventas por volumen de los principales clientes no regulados de El Chocón para cada uno de los períodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES DE EL CHOCON (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato
Minera Alumbrera	483	48,9%	482	42,1%	496	36,5%
Profertil	209	21,2%	232	20,3%	242	17,8%
Massuh	19	1,9%	126	11,0%	127	9,3%

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato
Chevron	0	0,0%	0	0,0%	107	7,9%
Acindar (Cemsa) (1)	0	0,0%	118	10,3%	88	6,4%
Petroken (Cemsa) (1)	85	8,6%	30	2,6%	0	0,0%
Ensi S.E.	134	13,6%	27	2,3%	40	2,9%
Ventas totales a nuestros principales clientes no regulados	930	94,1%	1.014	88,6%	1.100	80,9%

(1) Acindar y Petroken no tienen contratos con El Chocón pero reciben servicios a través de Cemsa.

Operamos opera El Chocón a cambio del pago de una tarifa de conformidad a un contrato de operación con un plazo equivalente a la duración de la concesión (30 años a partir de agosto de 1993). El Chocón no tiene el derecho de ponerle término al contrato de operación, salvo en caso del incumplimiento de las obligaciones de Endesa Chile. Según los términos del contrato de operaciones, tenemos el derecho de recibir una compensación en dólares que se basa en los ingresos brutos anuales de El Chocón, lo que se paga en cuotas mensuales.

Nuestras centrales argentinas compiten con todas las grandes centrales conectadas al SIN. Nuestra competencia principal en Argentina consiste en el Grupo AES, Sociedad Argentina de Energía (Sadesa, Grupo Bemberg) y Petrobrás Energía S.A. El Grupo AES cuenta con nueve centrales conectadas al MEM con una capacidad de 2.855 MW y una central conectada al MEM (Termo Andes) con una capacidad total de 600 MW; Sadesa (Grupo Bemberg) posee dos centrales, Piedra del Aguila (hidroeléctrica de 1.400 MW) y Central Puerto (térmica de 2.152 MW); y Petrobras Energía S.A. que compite con nosotros por medio de dos centrales, Genelba (térmica de 674 MW) y Pichi Picún Leufú (hidroeléctrica de 285 MW).

La generación eléctrica en Argentina – Estructura de la industria y marco regulatorio

La Ley Nacional N° 24.065 de enero de 1992 (la “Ley Eléctrica de Argentina”) divide el sector eléctrico en tres partes: la generación, transmisión y distribución. El sector de la generación está organizado sobre una base competitiva con compañías generadoras independientes que venden su producción en el MEM o mediante contratos privados celebrados con otros participantes en el mercado. La transmisión constituye un servicio público prestado bajo condiciones monopólicas por parte de compañías privadas a las cuales el Gobierno Nacional adjudica concesiones de transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los puntos de recepción de las distribuidoras y/o clientes grandes. Las compañías de transmisión deben proporcionar a terceros el acceso a los sistemas de transmisión de su propiedad y están autorizadas a cobrar un peaje para los servicios de transmisión. Se les prohíbe a las compañías de transmisión generar o distribuir electricidad. Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. o Transener es responsable del servicio de transmisión de energía eléctrica a voltajes extra altos. La distribución también constituye un servicio público prestado bajo condiciones monopólicas por parte de compañías a las cuales se les ha adjudicado una concesión. Las empresas distribuidoras están obligadas a proveer servicios a los usuarios finales dentro de un área de concesión específica y pueden adquirir en el MEM o mediante contratos con compañías generadoras la electricidad necesaria para satisfacer la demanda de los usuarios.

Además de definir los sectores de generación, transmisión y distribución, la Ley 24.065 también establece una calificación de clientes. Se clasifican en tres categorías a los grandes clientes de energía: los Grandes Usuarios Mayores (los “GUMA”), los Grandes Usuarios Menores (los “GUME”) y los Grandes Usuarios Particulares (los “GUPA”). Los GUMA son todos los usuarios con una demanda de capacidad de punta de al menos 1,0 MW y un consumo de energía mínimo anual de 4,38 GWh. Los GUMA pueden realizar contratos independientes para asegurar su suministro de energía eléctrica ya sea con compañías generadoras, distribuidoras o comercializadoras. Los GUMA deben comprar al menos el 50% de su demanda a través de contratos y adquirir el restante en el mercado spot. Todos los GUME son usuarios con una demanda de capacidad de punta que fluctúa entre los 0,03 MW y los 2,0 MW. Todos los GUPA son usuarios cuya demanda de punta fluctúa entre los 0,03 MW y los 0,1 MW. A los GUME y los GUPA no se les exige contar con un consumo de energía mínimo anual y los GUME y los GUPA deben comprar toda su demanda a través de contratos y no realizan transacciones en el mercado spot.

El reglamento también reconoce las siguientes entidades como participantes en la MEM:

- los comercializadores de energía que comercializan la capacidad de generación y la demanda de energía mediante la celebración de contratos con las generadoras y los grandes consumidores;
- las provincias que pueden vender la energía recibida bajo derechos de regalía; y
- las empresas extranjeras que son partes de los contratos de importación / exportación de energía.

El despacho y la fijación de precios

Como en el sistema chileno, la Ley 24.065 organiza el sistema de despacho eléctrico argentino de acuerdo al “principio del costo marginal” para asegurar un suministro de energía eléctrica al menor costo de producción. CAMMESA controla la coordinación de las operaciones de despacho de energía eléctrica, la fijación de precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas del MEM. Los accionistas de CAMMESA son las empresas de generación, transmisión y distribución, los grandes usuarios (a través de sus respectivas asociaciones, AGEERA de las generadoras, ATEERA de las de transporte y ADEERA de las distribuidoras) y la Secretaría de Energía.

Todas las empresas de generación que están en el fondo común del SIN operan en el MEM. Las empresas de distribución, los comercializadores de energía y los grandes usuarios que han suscrito contratos de suministro con las empresas generadoras pagan el precio contractual. Los grandes usuarios que contratan directamente con las empresas generadoras también pagan a las empresas de distribución un peaje por el uso de su red de distribución. El precio estacional es el precio que pagan las distribuidoras por la electricidad obtenida del fondo común y es un precio fijo que actualiza la Secretaría de Energía cada mes de acuerdo a las recomendaciones de CAMMESA que se basan en una evaluación de la oferta, demanda y la capacidad disponible, entre otros factores. El precio estacional se mantiene por al menos 90 días. De ahí en adelante, CAMMESA actualiza los supuestos que sirven de base de los modelos empleados para establecer el precio estacionario basado en datos actualizados y los resultados entregados por las compañías asociadas al MEM. Si la Secretaría de Energía encuentra variaciones significativas entre los datos nuevos y los anteriores, puede dictar un cambio al precio estacionario. El precio spot es el precio pagado a las empresas de generación o por los comercializadores de energía que venden la capacidad de generación para la energía despachada bajo la administración de CAMMESA. El precio spot horario pagado por la energía refleja el costo marginal de generación. Esto significa que el precio de energía eléctrica se determina cada hora de acuerdo a los costos de producción de la última máquina despachada para cubrir la demanda total de energía eléctrica.

La operación en sí de CAMMESA abarca el despacho de los recursos de generación independiente de los contratos celebrados entre las empresas generadoras, los comercializadores de energía y las empresas distribuidoras o los grandes usuarios. Consecuentemente, la capacidad de una empresa generadora se puede despachar para proveer más o menos energía al fondo común independiente de sus compromisos contractuales. Bajo estas circunstancias, la empresa generadora estará obligada a comprar o suministrar la energía adicional en el fondo común a los precios spot o venderla al fondo común a los precios spot.

Las tarifas de Transmisión

La tarifa de transmisión que pagan las generadoras, distribuidoras y los grandes está conformada sobre la base de los siguientes conceptos: (1) un cargo de conexión que cubre el costo de operación de los equipos que los une al sistema de transmisión; (2) un cargo por capacidad que cubre el costo de operación y mantenimiento de las líneas; y (3) un cargo variable basado en la cantidad acumulada de electricidad transportada para cubrir las pérdidas ocurridas durante la transmisión.

La regulación de las operaciones hidroeléctricas

El sistema de generación en Argentina está compuesto de las centrales térmicas (54%), las hidroeléctricas (38%) y las nucleares (8%). La generadora que opera las centrales hidroeléctricas presta sus servicios de acuerdo a regímenes de concesiones adjudicadas por el Gobierno Nacional.

La Ley 23.896 de 1990 creó la Autoridad de Cuencas de los Ríos Limay, Neuquén y Negro (la “Autoridad de Cuencas”). La Autoridad de Cuencas es responsable de la administración, control, uso y preservación de las cuencas

de los ríos Limay, Neuquén y Negro y la adecuada administración de los correspondientes recursos hídricos. La Autoridad de Cuencas monitorea el cumplimiento de El Chocón y otros tenedores de concesiones hidroeléctricas en la región con las disposiciones de sus respectivos acuerdos de concesión, leyes ambientales y las resoluciones de la Autoridad de Cuencas. La Autoridad de Cuencas sirve también como un foro para audiencias públicas donde se pueden escuchar y resolver las quejas en contra de aquellos que poseen las concesiones.

El Organismo Regulador de Seguridad de Presas (“ORSEP”) está a cargo de supervisar la seguridad de los embalses de El Chocón y de cualquier obra adicional realizada por El Chocón. El ORSEP supervisa e inspecciona la construcción, la operación, el mantenimiento, la reparación o modificación de las obras relacionadas con las represas y sus estructuras relacionadas para monitorear su seguridad y proteger a las personas y los activos. El ORSEP cuenta con la facultad de: (1) inspeccionar y verificar el funcionamiento de cualquier parte de las represas o sus estructuras relacionadas; y (2) exigir informes sobre (a) el diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento, el uso, la reparación o modificación de las represas y sus estructuras relacionadas y (b) cualquier situación que pueda poner en riesgo la represa o ocasionar cualquier muerte o lesión producida por dicha represa o estructuras relacionadas. El ORSEP también maneja la aprobación de los programas de control de calidad presentados por El Chocón, la determinación de las especificaciones para evitar accidentes y el mantenimiento de la seguridad pública dentro del área de las represas y sus estructuras relacionadas.

Las medidas de emergencia

Desde 2002, el marco de reglamentos eléctricos de Argentina ha pasado por cambios profundos debido a la crisis económica, la situación que presenta el sistema de convertibilidad y la emergencia establecida por la Ley 25.561 (la “Ley de Emergencia Económica”), cuyos efectos e impactos a largo plazo son difíciles de determinar. En particular, en enero de 2002 el Congreso argentino aprobó la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. Bajo la Ley 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) de 1998, el Gobierno Nacional había establecido la paridad del dólar con el peso argentino al tipo de cambio de un dólar por un peso argentino. La Ley 25.561 anula este sistema de convertibilidad y autoriza al Poder Ejecutivo a fijar un nuevo tipo de cambio. La devaluación del 67% ocasionó la creación de una nueva paridad entre el dólar y el peso argentino, a saber, un dólar por tres pesos argentinos. No obstante lo anterior, cuando se promulgó la Ley 25.561, las obligaciones denominadas en dólares se convirtieron a pesos argentinos a un tipo de cambio de un dólar por un peso argentino. En esencia, la equivalencia en pesos argentinos de las obligaciones en dólares aumentó en un 200%. La Ley 25.561 autorizó al Poder Ejecutivo a renegociar todos los contratos de servicios públicos, para así compensar los efectos de la devaluación.

Desde el 3 de diciembre de 2001 hasta el 6 de mayo de 2003, el Estado argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario que incluyeron restricciones sobre la libre transferencia de fondos depositados en bancos y sobre la transferencia de fondos al exterior, con ciertas excepciones para las transferencias relacionadas con el comercio exterior y otras transacciones autorizadas. Las restricciones que exigían la previa autorización del Banco Central de Argentina para la transferencia de fondos al exterior con el fin de hacer pagos de principal y/o interés y que estaban vigentes durante el año 2002, se redujeron en forma progresiva durante el período comprendido entre enero y mayo de 2003.

La tendencia en Argentina desde 2002 nos lleva a creer que habrá una mayor intervención por parte del Estado que conllevará modificaciones al marco regulatorio que se describe en el presente informe.

Los cambios regulatorios de la industria eléctrica desde el año 2002

En 2002, la Secretaría de Energía introdujo algunas medidas reglamentarias (las Resoluciones N° 2, 8 y otras) con el fin de corregir los desajustes ocasionados por la devaluación del peso argentino y para asegurar la operación normal de las actividades de generación. Una disposición importante, con respecto al cálculo de los precios spot, es el reconocimiento del dólar como la moneda correcta de la denominación de ciertos costos variables de la producción, tales como los combustibles líquidos, que son bienes transables, algunos repuestos de maquinaria extranjera y los contratos de mantenimiento a largo plazo con los proveedores de equipos que se denominan en divisas extranjeras.

Otro aspecto importante de estas medidas reglamentarias fue el ajuste del sistema de estabilización de precios, la reducción de la volatilidad de los precios y la disminución del riesgo de arbitraje producto de las diferencias entre

los precios spot y los precios estacionarios. En este sentido, se ha generado un mercado spot anticipado que introduce un ajuste previo a la fijación de precios de energía que actúa como un sistema estabilizador de precios.

La conversión obligatoria a pesos argentinos de precios denominados en dólares (Ley 25.561) y las medidas regulatorias emitidas por el Estado obstaculizaron la transferencia de los costos variables de generación a los precios estacionales, lo que representó un desincentivo para ahorrar el consumo eléctrico y para hacer inversiones relacionadas con el aumento de la oferta de energía eléctrica y la capacidad de transmisión. Además, ha habido un aumento sostenido de la demanda de energía eléctrica desde 2003 y una escasez de gas natural para suministrar las centrales. Producto de lo anterior, si bien siguen vigentes formalmente los reglamentos extraordinarios que se aplican a la fijación de precios de acuerdo a la Ley 24.065, se dejaron de lado.

Dada la variación importante de la demanda a lo largo del día, CAMMESA debe decidir cuáles unidades generadoras satisfarán dicha demanda. Por lo tanto, despacha las unidades según un criterio económico que busca minimizar el costo variable de producción (CVP), el costo variable de transmisión (CVT) y el valor de la energía no suministrada (ENS), de conformidad a las restricciones de transmisión, la disponibilidad de combustibles y agua en las represas y otras restricciones operativas. Cada uno considera la importancia que representa el combustible para el costo de generación y otros costos variables no relacionados con el combustible con un máximo de un 15% utilizado para el costo de combustible.

Según la Resolución 8 emitida en 2001 por la Secretaría de Energía, las primeras modificaciones del mecanismo de precio-multa se aplicaron de conformidad a los principios básicos antes señalados pero permitieron la recuperación total de todos los costos variables. Los costos variables de operación y mantenimiento se incluyeron en el CVP, pero con topes aplicados al rango y tipo de generación. Los cargos por despacho se definen cada hora considerando el CVP en orden ascendente (del menor al mayor costo) de las máquinas en base al combustible consumido.

Hasta 2003, el cargo por despacho (el costo marginal) coincidía con el precio autorizado para la energía pero después de la Resolución 240 de 2003, el precio utilizado por las generadoras para las transacciones energéticas se separó del costo marginal. Este precio supone una disponibilidad total de gas (sin restricciones) y, debido a eso, el precio de mercado siempre es menor que el costo marginal. La disponibilidad de gas natural consiste en la variable más importante que afecta la operación del sistema tanto en relación a los costos como a los riesgos de suministro. El precio que fija la Secretaría de Energía para cambiar a demanda regulada difiere del precio de mercado. La capacidad que se despacha aún se basa en el combustible efectivamente utilizado. Sin embargo, el cálculo del precio spot supone el hecho de que toda la generación despachada cuenta con un suministro libre de gas natural y el valor hídrico no se considera a la hora de fijar el precio si es mayor que el valor atribuido al combustible.

La diferencia entre los costos de los combustibles efectivamente utilizados por las generadoras y el precio fijo del gas natural incluido en el cómputo del precio spot se considera un sobrecargo que se le agrega al precio de energía facturado al mercado spot por parte de las compañías de generación que utilizan combustibles alternativos más costosos (un sustituto).

Hacia fines del primer trimestre de 2004, de conformidad a las Resoluciones 265 y 659 de la Secretaría de Energía, el Estado argentino publicó una restricción temporal sobre las exportaciones de gas natural y sobre el gas natural que se utilizará en la generación de electricidad de exportación, con el fin de dar prioridad a las necesidades de gas natural dentro de Argentina. La medida seguirá vigente hasta que desaparezca la crisis del suministro de gas natural. Las principales justificaciones de estas restricciones fueron la falta de inversiones en la extracción de gas natural y en la capacidad de transporte del mismo dentro de Argentina y la mayor demanda interna del gas natural. Ambos factores se deben a la pesificación de los contratos de gas natural y la congelación del precio del gas natural en Argentina desde el comienzo de 2002. El resultado de eso fue el precio artificial y bajo que alentaba a los consumidores a sustituir la energía derivada del petróleo, que es más cara, por el gas natural, acarreado un crecimiento explosivo de la demanda. Al mismo tiempo, el precio bajo y fijo del gas natural representaba un desincentivo para los productores a la hora de hacer inversiones en la exploración de gas natural, lo que de otro modo hubiese aumentado la capacidad de extracción. En consecuencia, la oferta existente no ha podido satisfacer la demanda interna ni los compromisos de exportación.

Esto se tradujo en una situación en la que no existía una relación entre los precios spot y los costos marginales, que, además de la congelación del precio estacional, condujo a la distorsión constante del MEM, provocando un aumento del déficit del Fondo de Estabilización. Por lo tanto, se creó un mecanismo transitorio para la asignación

previa de los escasos recursos para financiar los créditos del MEM. El objetivo de lo anterior es pagar los costos aceptados y autorizar de manera transitoria el uso de los recursos del Fondo Solidario disponibles en CAMESA para realizar el pago parcial de las deudas a pagar a las generadoras eléctricas. Adicionalmente, el Estado tuvo que otorgar créditos reembolsables a la Tesorería Nacional para pagar las deudas con las generadoras y ayudar al Fondo de Estabilización con el fin de apoyar el régimen de precios del MEM. Estas medidas no fueron suficientes para pagar las deudas del MEM y en 2004 se creó el FONINMEM. Ese fondo se estableció con los créditos de las generadoras eléctricas y se utiliza para financiar parte de la construcción de dos centrales que ya se ha iniciado. En 2005, la Secretaría de Energía canceló parte de la deuda en circulación con las generadoras.

Con el fin de reestablecer el precio del gas natural, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, de conformidad a la Resolución 208 de abril de 2004, aprobó un acuerdo con los productores de gas natural según el cual se aumentó el precio del gas natural a \$1 por un millón de BTU en julio de 2005, lo que representó un aumento de más del 100%. De igual modo, se estableció un mecanismo de protección vigente hasta el 31 de julio de 2005, a través del cual los productores convinieron en el suministro de volúmenes de gas natural específicos. Si bien este acuerdo venció el 31 de diciembre de 2006 y no se ha prorrogado su plazo, aún se aplica en la actualidad.

La escasez del gas natural y la necesidad de garantizar la oferta interna, junto con las dificultades de las generadoras térmicas de obtener el financiamiento para adquirir combustibles alternativos, obligó a Argentina a firmar un acuerdo con la República de Venezuela en abril de 2004, según el cual Venezuela convino en suministrar Argentina con combustible durante un período de tres años. CAMESA celebró los acuerdos correspondientes con Petróleos de Venezuela S.A. y es la parte responsable de distribuir el combustible importado entre las generadoras. Aunque el *fuel oil* era utilizado como último recurso, la política nacional de regulación apoyó la adquisición de combustibles licuados por parte de las generadoras eléctricas al facilitar el financiamiento del Fondo de Estabilización, establecido bajo la Ley 24.064. No obstante lo anterior, las partes también convinieron en comprar un volumen fijo de *fuel oil* que estaba disponible de inmediato, con el fin de cubrir los posibles déficit del suministro de las generadoras.

Desde 2004, el Estado Federal ha importado gas natural de Bolivia para suplir la demanda del mercado interno. El 29 de junio de 2006, Argentina y Bolivia celebraron el "Acuerdo entre la República de Argentina y la República de Bolivia para la compraventa de gas natural y la ejecución de proyectos de integración". El acuerdo cuenta con un plazo a 20 años y Argentina recibirá 28 millones de metros cúbicos diarios de gas natural. Hasta el 31 de diciembre de 2006 el precio fue de \$5 por un millón de BTU. Las partes todavía no han acordado el precio para el 2007.

Una de las medidas adoptadas en años recientes en relación al gas natural es la creación del Mercado Electrónico del Gas (el "MEG") en febrero de 2004, mediante el cual las autoridades regulatorias pretenden mejorar la transparencia de las operaciones físicas y comerciales del mercado spot. Los agentes de gas natural comercializan su oferta y demanda en el MEG de acuerdo a una modalidad tipo spot.

De conformidad a la Resolución 752/2005, las partes interesadas en comprar el gas natural directamente de los productores en el mercado spot sin pasar por las distribuidoras ni asumir condiciones contractuales o interesadas en adquirir el gas natural para la exportación, según las Resoluciones 265/2004 y 659/2004, deben presentar al MEG una oferta irrevocable estandarizada (la "OIE") dirigida a los productores. En dicha OIE, el precio de oferta deberá ser el promedio ponderado de los precios de exportación. Si ningún productor de gas natural acepta la OIE durante los 10 días hábiles posteriores a la publicación de la oferta, el consumidor puede solicitar ante la Secretaría de Energía la provisión del gas como una inyección adicional permanente (la "IAP"). En la actualidad, ningún productor ha aceptado las OIE. El gobierno federal adoptó otra medida, a saber, la creación del Programa para el Uso Racional de Energía que consiste en incentivos económicos para reducir el consumo y ahorrar electricidad.

Adicionalmente, el Gobierno Nacional ha adoptado algunas medidas orientadas a limitar la demanda eléctrica, incluyendo el Programa para el Uso Racional de Energía. Según este programa, desde abril de 2004, la Secretaría de Energía ha establecido unos incentivos y cargos adicionales para disuadir a los usuarios a que consumen en exceso con el fin de evitar las interrupciones en el suministro eléctrico y alentar el ahorro de energía eléctrica.

La exportación e importación de electricidad

Con el fin de dar prioridad al suministro del mercado interno, la Secretaría de Energía adoptó medidas adicionales que limitaron las exportaciones eléctricas. En relación a estas medidas, la Resolución 949/2004

estableció lo siguiente, entre otros aspectos: (i) las compras que hacen las generadoras y comercializadoras en el mercado spot para cubrir las operaciones de exportación de electricidad se deberán realizar al precio del valor máximo entre el costo marginal de mercado y el precio spot horario de electricidad; (ii) siempre que se aplique el primer punto, no se reconocerá el costo de generación que supera el precio del mercado spot del MEM (el sobre costo transitorio) de las generadoras y/o comercializadoras para sus operaciones de exportación; (iii) los cargos del sobre costo transitorio no se deben facturar en relación a la demanda de exportaciones cubierta con las compras y producción de electricidad arriba señaladas; y (iv) siempre que los puntos (i) hasta (iii) se mantengan vigentes, no se podrá modificar los contratos de respaldo que apoyan los contratos de exportación de potencia firme en el Mercado a Término que celebran las generadoras y/o comercializadoras.

Las restricciones indicadas arriba impidieron que las generadoras cumplieren sus obligaciones de exportación asumidas de conformidad a condiciones anteriores. El 9 de diciembre de 2005, los Estados de Argentina y Brasil firmaron un acuerdo para facilitar las operaciones de exportación de electricidad sin la imposición de multas por el incumplimiento durante un período de transición que vence el 31 de diciembre de 2008 (el memorandum de entendimiento). De acuerdo a este memorandum, ambos países convinieron en tomar toda acción posible para modificar los reglamentos que rigen las exportaciones eléctricas desde Argentina a Brasil para el período de transición. De conformidad a este acuerdo, el 7 de febrero de 2006, la República de Argentina emitió la Resolución 161 de la Secretaría de Energía que establece el Reglamento de Transición para modificar los contratos de importación y exportación de electricidad suscritos entre Argentina y Brasil.

FONINMEM

La Secretaría de Energía promulgó varias resoluciones (406/2003, 943/2003, 946/2004, entre otras) para acomodar las operaciones del MEM a la situación de emergencia, la cual, en muchos casos, modificó la metodología y el criterio utilizados para determinar los precios y pagos de electricidad dentro del MEM. Esta situación generó créditos de agentes privados de generación contra el MEM. En virtud de las Resoluciones 406/2003 y 943/2003, estos créditos se documentaron mediante títulos que se definieron como ventas con fecha a determinar.

La Resolución 712/2004 de la Secretaría de Energía creó un fondo para generar la inversión necesaria para aumentar la capacidad/generación eléctrica dentro del MEM. De acuerdo a la Resolución 406/2003 de la Secretaría de Energía, FONINMEM recibiría los créditos acumulados por los agentes privados de generación desde el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2006. CAMMESA fue designada la administradora del fondo.

Bajo la Resolución 1.427/2004, la Secretaría de Energía convocó a todos los agentes privados de generación del MEM para comunicarles que tenían un compromiso irrevocable con la organización del FONINMEM mediante la inversión de créditos acumulados durante el período del 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2006, de acuerdo a la Resolución 406 aprobada por la Secretaría de Energía.

Los agentes tenían que ejecutar la “Ley de Adhesión con la Reestructuración del Mercado de Energía Mayorista” y asumir la obligación de celebrar el “Acuerdo Definitivo” propuesto por la Secretaría de Energía, sujeto a la aprobación posterior (“ad-referéndum”) del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (el acuerdo contaba con fecha del 27 de octubre de 2005). Los lineamientos básicos de la ley de adhesión consisten en varios compromisos por parte de los agentes privados y de la Secretaría de Energía e incluyen los que se indican a continuación:

A. Los compromisos asumidos por parte de la Secretaría de Energía:

(i) establecer precios estacionales que se puedan transferir a las tarifas para las demandas a mediano y largo plazo de tal forma que a partir del 1 de julio de 2005 estos precios puedan cubrir, como mínimo, todos los costos monómicos (definidos como el costo marginal de potencia más el costo de energía) del MEM que surjan de la aplicación de la Resolución 240/03.

(ii) establecer precios estacionales que se puedan transferir a las tarifas, con la excepción de los precios asociados a la tarifa social (definida como una tarifa baja especial que pagan los consumidores de escasos recursos), con el fin de alcanzar, al 1 de noviembre de 2006, los valores que puedan cubrir adecuadamente los costos monómicos totales del MEM, incluidos el costo variable de electricidad y la capacidad fija, que surjan de la aplicación de las disposiciones de la Resolución 240, emitidas el 14 de agosto de 2003 y otras resoluciones complementarias de la misma.

(iii) establecer, a más tardar en la primera programación estacional después de la puesta en marcha de las operaciones comerciales de los proyectos realizados dentro de este marco, los precios estacionales que permitan garantizar el pago a las generadoras del MEM mediante la recaudación de tarifas.

(iv) desde el momento en que se inicien las operaciones comerciales de las nuevas centrales construidas, pagar por la capacidad que se hace disponible a un precio equivalente a Ar\$ de la cantidad que se pagó antes de la promulgación de la Ley 25.561 y compensar la energía-capacidad suministrada al sistema, fijando los costos variables de producción como base del cálculo correspondiente y permitiendo que el costo variable de producción sea igual al Precio de Referencia más el 15%.

(v) una vez que el MEM se reestructure y desde la puesta en marcha de las operaciones comerciales de las nuevas centrales, dejar sin efecto la Resolución 240 y compensar a las generadoras con el Precio Marginal del Sistema dentro de un mercado spot libre, tomando en consideración el costo de la energía que no se suministró y con un valor hídrico que represente el valor que reemplace el valor térmico.

(vi) fomentar los cambios reglamentarios necesarios para que después de la reestructuración del MEM:

- la demanda contratada sea al menos el 75% de su consumo de energía eléctrica.
- el proceso de licitación de energía pueda suministrar la demanda creciente de los consumidores que todavía no tienen acceso al MEM, por medio de contratos de generación nueva con un plazo mínimo de hasta cuatro años.
- Existan licitaciones para la energía contratada para la generación a ser producida por los proyectos llevados a cabo con los fondos del FONINVEMEM, con el fin de facilitar su posible financiamiento.

(vii) crear los instrumentos reglamentarios que permitan la contratación del transporte de gas natural no interrumpible y los contratos de compra de gas natural y el gas natural actualmente contratados para suministrar la generación de electricidad y la adaptación del suministro de gas natural para que cumpla con las exigencias de las centrales.

(viii) una vez que el MEM se haya reestructurado, los contratos de exportación de energía eléctrica autorizados como parte del mismo tendrán las mismas posibilidades que la demanda nacional para comprar electricidad en el mercado spot, a las tarifas que se determinarán de conformidad al párrafo (iv).

(ix) adherirse a los contratos actualmente vigentes en el MEM.

B. Los compromisos asumidos por parte de los agentes privados:

(i) contribuir, como parte de una garantía de cumplimiento de todos los proyectos necesarios orientados a la reestructuración del MEM, entre un 65% y la cantidad total de fondos (LVFVD), según las Resoluciones 406 y 943.

(ii) dar todos los pasos necesarios para gestionar los proyectos para la reestructuración del MEM, asumiendo el compromiso de realizar los Proyectos y obras importantes para que estén preparados para su puesta en marcha comercial en 2009.

(iii) obtener el financiamiento necesario para realizar las obras y los proyectos requeridos para la reestructuración del MEM dentro de los plazos acordados.

La Secretaría de Energía aceptó oportunamente la adhesión de los agentes privados de generación al FONINVEMEM (por medio de las Resoluciones 3 y 771, ambas fechadas en 2005).

El 14 de octubre de 2005, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 1193, bajo la cual se hizo un llamado a todos los agentes privados de generación del MEM para que formalmente expresaran su compromiso irrevocable con la administración, construcción, operación y el mantenimiento de las centrales de generación eléctrica conforme con el Acuerdo definitivo para la administración y operación de los proyectos para la reestructuración del MEM de conformidad al marco de la Resolución 1427/2004.

Tanto Endesa Costanera como El Chocón se adhirieron a las Resoluciones 1427/2004 y 1193/2005. El objetivo del acuerdo definitivo fue construir dos centrales generadoras de ciclo combinado de 800 MW cada una con un consumo global de 1600 Kcal/KWh. Cada una se va a operar a gas natural u otros combustibles alternativos y una se va a ubicar en la Provincia de Buenos Aires (en Campana) y la otra en la Provincia de Santa Fe (Rosario).

El Estado federal ha garantizado el suministro de gas natural y la disponibilidad de transporte firme para así permitir la operación normal y continua de las centrales.

Estas centrales deberían contribuir la energía eléctrica que se entrega al MEM por al menos diez años a partir de las fechas en las cuales entran en operaciones en virtud de los contratos de suministro celebrados con CAMESA. El precio de dicha energía se calculará en base a los costos incurridos en la operación y el mantenimiento y las sumas necesarias para reembolsar a los inversionistas del proyecto por sus contribuciones de capital. Se incluirá un cargo administrativo para el agente generador que administra la central. Se la ha otorgado a Endesa Chile la concesión para administrar la central Termoeléctrica Belgrano S.A.

Se crearon dos fideicomisos para la administración económica y financiera de los fondos comprometidos durante la construcción de las centrales. Estos fideicomisos seguirán vigentes hasta el término de los contratos de suministro.

Una vez vencidos y pagados los contratos de suministro eléctrico y se hubiesen cumplido todas las obligaciones ante los inversionistas durante el plazo de 10 años, los bienes encomendados se transferirán, sin costo, a las generadoras del FONINVENEM, Termoeléctrica San Martín S.A. y Termoeléctrica Belgrano S.A. Para mayores detalles sobre las generadoras del FONINVENEM, véase el “Ítem 4. Participación propietaria de Endesa Chile”. El 18 de agosto de 2006, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios aprobó el acuerdo entre la Secretaría de Energía y los agentes privados de generación de conformidad a la exigencia establecida en la Resolución 1427/2004.

En relación a los proyectos FONINVENEM, al 31 de diciembre de 2006, los montos invertidos según la Resolución 406 sumaron \$ 83,2 millones por parte de El Chocón y \$ 23,7 millones por parte de Endesa Costanera.

Con el fin de seguir con la implementación del fondo FONINVENEM, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 229/2006 el 24 de febrero de 2006, la que estableció un cargo transitorio adicional para toda la energía consumida en el MEM que se asignará al fondo “FONINVENEM”.

No obstante lo anterior (el vencimiento del plazo y la aplicación del cargo adicional), la Secretaría de Energía se comunicó recientemente con los agentes generadores adheridos al FONINVENEM con objeto de informarles que la autoridades fiscalizadoras están contemplando ampliar el procedimiento (cuyo plazo aún no se ha hecho público), sujeto a ciertos ajustes en relación a las condiciones y términos efectivos del FONINVENEM (por ejemplo, una disminución del porcentaje del margen contribuido, etc.).

Servicio Energía Plus

La Resolución 1.281/2006 de la Secretaría de Energía estableció una modificación a los reglamentos eléctricos. Estipula que a partir del 1 de noviembre de 2006, la electricidad que comercializan en el mercado spot las generadoras eléctricas del Gobierno Nacional debe cubrir el consumo de los clientes de las distribuidoras. Además, establece el Servicio Energía Plus que consiste en la oferta de nueva capacidad eléctrica destinada únicamente a cubrir el crecimiento de demanda eléctrica. El aumento de la demanda eléctrica se calcula al considerar la demanda eléctrica del año 2005, la que se denomina “demanda base”. Las generadoras eléctricas que instalan nueva capacidad o que ofrecen capacidad de generación que ya existía pero que no estaba conectada al SIN de Argentina suministrarán el servicio energía plus. Todo consumidor grande que, a partir del 1 de noviembre de 2006, cuenta con una demanda mayor que su demanda base debe contratar el servicio energía plus. El precio de los contratos del servicio energía plus debe contar con la aprobación de CAMESA, la Secretaría de Energía y el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Las partes con una demanda que no se logra cubrir mediante un contrato para el servicio energía plus pueden solicitarle a CAMESA que realice una subasta para así obtener la electricidad que necesitan.

Los reglamentos para la promoción de proyectos de infraestructura energética

El Estado Federal ha adoptado varias medidas para fomentar inversiones nuevas y rejuvenecer el sector eléctrico. Estas medidas incluyen la toma de acciones necesarias para ampliar la capacidad del gas natural y del transporte del energía eléctrica y crear los fondos fiduciarios para financiar estas ampliaciones.

El 18 de mayo de 2006, el Estado federal promulgó la Ley 26.095 que establece cargos específicos que deben pagar los usuarios finales y que se utilizan para financiar los nuevos proyectos de infraestructura eléctrica y de gas. Esta ley entró en vigencia mediante el Decreto 1216/2006.

Adicionalmente, el Estado federal promulgó las leyes siguientes:

La ley 26.093 que regula y fomenta la producción y el uso sustentables de biocombustibles y entró en vigencia por medio del decreto 109/2007.

La ley 26.126 que declara que el desarrollo, la producción, uso y aplicación de tecnología asociada al uso del hidrógeno como combustible son de interés nacional.

La ley 26.154 fomenta la exploración y explotación de hidrocarburos.

La ley 26.190 fomenta el uso de recursos de energía renovable para la generación de electricidad.

Los reglamentos ambientales

Las operaciones de las centrales generadoras están sujetas a las leyes y los reglamentos ambientales federales y locales, incluyendo la Ley Nacional N° 24.051 (la Ley de Residuos Peligrosos) promulgada en enero de 1992 y su decreto de implementación, Decreto N° 831/93, que rigen la eliminación de residuos peligrosos en Argentina.

Según los términos y condiciones establecidos por el Estado argentino para la concesión asociada a las centrales hidroeléctricas de El Chocón y la compra de Endesa Costanera, El Chocón y Endesa Costanera deben cumplir con ciertas obligaciones de monitoreo e informes y normas de emisiones. El incumplimiento con estas exigencias y con la legislación ambiental federal y local faculta al Estado argentino para imponer multas, y en algunos casos anular el contrato de concesión de El Chocón u ordenar la suspensión de las operaciones de Endesa Costanera. Endesa Costanera y El Chocón han presentado informes de acuerdo a la Ley de Residuos Peligrosos y su decreto de implementación antemencionado. Se les ha informado a El Chocón y Endesa Costanera que están clasificados como “potenciales” generadoras de residuos peligrosos. Creemos que El Chocón y Endesa Costanera están en cumplimiento con todas las obligaciones sustanciales relacionadas con temas ambientales.

Las operaciones en Colombia

Los ingresos de explotación de nuestras actividades en Colombia representaron el 24,3%, 23,0% y 20,5% para los años 2004, 2005 y 2006 de nuestros ingresos de explotación totales, respectivamente. Los ingresos y gastos de explotación para estos tres años se indican en la tabla que aparece a continuación:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE LAS OPERACIONES EN COLOMBIA

	Al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006
	(en millones de Ch\$ constantes)		
Ingresos de explotación	265.917	264.191	273.825
Gastos de explotación.....	136.644	135.822	147.909
Resultado de explotación.....	125.298	123.080	121.330

Para obtener detalles de las variaciones de las cifras monetarias anuales, véase el “Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas”.

Controlamos dos generadoras eléctricas en Colombia, Betania y Emgesa. Tenemos una participación de 99,9% en Betania y una participación económica de 23,5% en Emgesa. Si bien Betania es la operadora de Emgesa, no recibe ninguna compensación a cambio.

Al 31 de diciembre de 2006, nuestras filiales colombianas operaban un total de once centrales generadoras en Colombia con una capacidad instalada total de 2.779 MW al mes de diciembre de 2006. Betania tiene una central hidroeléctrica de 541 MW que se ubica en Huila. La capacidad instalada total de Emgesa fue 2.238 MW al 31 de diciembre de 2006, el 83,1% de la cual correspondía a la generación hidroeléctrica. Las principales instalaciones de Emgesa se encuentran en la región de Cundinamarca de Colombia. El 1 de enero de 2006, la central San Antonio (20 MW) se retiró del SIN y el 28 de febrero de 2006 Emgesa adquirió Termocartagena S.A. que es propietaria de la central Cartagena con una capacidad instalada de 142 MW. Al 31 de diciembre de 2006, Cartagena contaba con dos unidades operativas y una tercera que está en reparaciones, la que se espera reincorporar al sistema durante la segunda mitad del 2007.

Nuestras centrales de generación hidroeléctrica y térmica en Colombia representan el 21% de la capacidad de generación eléctrica total del país al mes de diciembre de 2006

La tabla que aparece a continuación indica la capacidad instalada de generación de nuestras filiales colombianas al mes de diciembre de 2006:

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN COLOMBIA (MW)(1)(2)

	2004	2005	2006
		(MW)	
Emgesa			
Guavio (hidroeléctrica).....	1.150	1.164	1.163
Cadena Nueva (hidroeléctrica).....	600	601	601
Termozipa (Térmica).....	223	236	236
Cartagena (Térmica).....	0	0	142
Plantas menores (hidroeléctrica)(3).....	96	116	96
Betania			
Betania (hidroeléctrica)	540	541	541
Total	2.609	2.657	2.779

- (1) Para del año 2004, la capacidad instalada corresponde a la capacidad disponible para el sistema, mientras que para 2005 y 2006 la cifra incluye la capacidad utilizada para el consumo de centrales.
- (2) Bureau Veritas certificó la capacidad instalada durante 2006, de conformidad a la Norma 038 de Endesa Chile para la definición de potencia máxima de las centrales hidroeléctricas y térmicas.
- (3) Al 31 de diciembre de 2006 Emgesa era propietaria y operadora de cinco centrales menores: Charquito, El Limonar, La Tinta, Tequendama y La Junca. El 1 de enero de 2006, la central menor San Antonio (20 MW) se retiró del SIN colombiano.

Aproximadamente el 86,4% de nuestra capacidad instalada total en Colombia es hidroeléctrica. En consecuencia, nuestra generación física depende de los niveles de las represas y de la pluviosidad anual. Nuestra generación eléctrica total en Colombia alcanzó los 12.564 GWh en 2006 con respecto a los 11.864 GWh de 2005 y los 11.881 registrados en 2004. Nuestra participación en el mercado de generación en Colombia en 2005 y 2006 fue el 24%. Aparte de las condiciones hidrológicas, la cantidad de generación depende de nuestra estrategia comercial. El mercado eléctrico colombiano es menos regulado que los mercados de los demás países en los cuales operamos. Las compañías tienen plena libertad para ofrecer su electricidad al precio que determinan las condiciones del mercado, en lugar de verse obligadas por parte de una entidad operadora centralizada a generar la electricidad según los costos marginales mínimos del sistema. Betania y Emgesa vendieron aproximadamente el 63,2% de su electricidad bajo contratos en 2006 y el restante se vendió en el mercado spot.

La tabla que aparece a continuación indica la generación de energía de cada una de nuestras filiales colombianas:

GENERACIÓN DE ENERGÍA POR FILIAL EN COLOMBIA (GWh)(1)

	2004	2005	2006
	(GWh)		
Emgesa	10.028	9.763	10.360
Betania.....	1.853	2.101	2.204
Total.....	11.881	11.864	12.564

(1) La generación menos el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas.

Las condiciones hidrológicas en 2006 significaron cifras de generación mayores para Emgesa y Betania con respecto a las cifras del 2004. Durante 2006, la generación térmica representó el 2,7% de la generación total y el 97,3% correspondió a la generación hidroeléctrica de nuestra generación en Colombia, aunque las dos instalaciones térmicas, Termozipa y Cartagena, representan el 13,6% de nuestra capacidad instalada total en Colombia. Al 31 de diciembre de 2006, el costo variable de generación de esas dos plantas fue mayor que el precio promedio del mercado spot, dado el nivel de la oferta y demanda eléctricas durante el año.

La tabla que aparece a continuación indica los niveles de la producción y las compras de electricidad de nuestras filiales colombianas en los últimos tres años:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS EN COLOMBIA (GWh)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad.....	11.881	77,9	11.864	78,1	12.564	81,3
Compras de electricidad	3.368	22,1	3.321	21,9	2.883	18,7
Total(1).....	15.249	100,0	15.185	100,0	15.447	100,0

El único sistema interconectado de electricidad en Colombia es el Sistema Interconectado Nacional o el SIN colombiano. La demanda eléctrica en el SIN colombiano aumentó en un 4,1% en 2006. El consumo eléctrico total en el SIN colombiano fue 47.020 en 2004, 48.829 en 2005 y 50.813 GWh en 2006.

También se ha visto afectada la demanda del mercado eléctrico en Colombia por la interconexión con el sistema eléctrico de Ecuador (las "TIE" o Transacciones Internacionales de Energía) que comenzó a operar en marzo de 2003. Durante el año 2006 las ventas físicas a Ecuador alcanzaron los 1.608 GWh. La entrada en operaciones de una nueva línea de transmisión entre Colombia y Ecuador está programada para 2007, aumentando así la capacidad a 270 MW. Además, en 2005 se puso en marcha una línea de interconexión de 100 MW entre Ecuador y Perú, pero no ha habido ningún intercambio de energía ya que aún no se ha definido por completo el marco de las operaciones. Ambas interconexiones con sus líneas de transmisión representan un potencial para mayor competencia puesto que las generadoras en Ecuador pueden generar electricidad y exportarla a Colombia. Sin embargo, es más probable que las generadoras colombianas exporten su electricidad a Ecuador debido a los niveles de capacidad y de precios de cada país.

En la tabla que aparece a continuación, se indica la distribución de las ventas físicas de Endesa Chile en Colombia por segmento de clientes:

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTES EN COLOMBIA (GWh)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas	9.736	64,3	9.800	65,0	9.687	63,2
Ventas no contratadas.....	5.412	35,7	5.277	35,0	5.640	36,8
Ventas de electricidad (GWh)	15.148	100,0	15.077	100,0	15.327	100,0

Al 31 de diciembre de					
2004		2005		2006	
Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
totales.....					

Durante el año 2006, Emgesa prestó servicios a un promedio de 877 contratos con clientes no regulados y 18 distribuidoras y comercializadoras y Betania prestó servicios a un total de 4 distribuidoras. Nuestras ventas a la empresa distribuidora Codensa representaron el 30,5% de nuestras ventas de contrato totales en 2006. Las ventas físicas a los seis clientes no regulados más grandes en su totalidad alcanzaron el 3,8% de las ventas contratadas totales.

La tabla a continuación presenta nuestras ventas por volumen a nuestros cinco principales clientes de distribución en Colombia para cada uno de los períodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN COLOMBIA (GWh)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Distribuidoras:						
Codensa	4.413	45,3%	3.933	40,1%	2.959	30,5%
Enertolima	125	1,3%	800	8,2%	811	8,4%
Electrocosta	253	2,6%	426	4,3%	610	6,3%
Electricaribe	510	5,2%	341	3,5%	469	4,8%
EPM	66	0,7%	136	1,4%	436	4,5%
Dicel	0	0,0%	222	2,3%	225	2,3%
Essa	501	5,1%	206	2,1%	7	0,1%
Cens.....	527	5,4%	221	2,3%	5	0,0%
Ventas totales a nuestros principales clientes de distribución.....	<u>6.395</u>	<u>65,7%</u>	<u>6.285</u>	<u>64,1%</u>	<u>5.521</u>	<u>57,0%</u>

Nuestra competencia principal en Colombia incluye las siguientes empresas estatales, cada una con su respectiva capacidad instalada al mes de diciembre de 2006, según se describe: Empresas Públicas de Medellín, cuya capacidad instalada fue 2.575 MW, Isagen, cuya capacidad instalada fue 2.106 MW y Corelca, cuya capacidad instalada fue 1.600 MW. Competimos además con las siguientes empresas privadas en Colombia: EPSA (Unión Fenosa), cuya capacidad instalada fue 996 MW en diciembre de 2005 y Chivor que pertenece a AESGener, cuya capacidad instalada fue 1.000 MW en diciembre de 2006.

La generación eléctrica en Colombia – Estructura de la industria y marco regulatorio

La Constitución colombiana establece que es el deber del Estado asegurar que los servicios públicos estén disponibles de manera eficiente a todos. La Ley Número 142 de 1994 (“Ley 142”) establece un amplio marco regulatorio para el suministro de servicios públicos residenciales, incluyendo la electricidad, y la Ley Número 143 de 1994 (la “Ley Eléctrica de Colombia”) establece el marco regulatorio para la generación, comercialización, transmisión y distribución de energía.

La Ley 142 establece que el suministro de servicios eléctricos constituye un servicio público esencial que puede ser proporcionado por entidades provenientes de los sectores públicos y privados. Se les exige a las compañías de servicios públicos: (1) asegurar el servicio continuo y eficiente sin abusar de una posición dominante; (2) facilitar el acceso a subsidios estatales a los usuarios de bajos recursos; (3) informar a los usuarios sobre el uso eficiente y seguro de los servicios; (4) proteger el medioambiente; (5) permitir el acceso y la interconexión a otras compañías de servicios públicos y a sus usuarios; (6) cooperar con las autoridades en caso de emergencias para evitar daños a

los usuarios; e (7) informar a la comisión reglamentaria apropiada y a la superintendencia sobre el inicio de sus actividades.

Las principales entidades estatales que desempeñan un papel importante en la industria eléctrica son:

- El Ministerio de Minas y Energía que define las políticas del estado para el sector energético.
- La CREG (la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas) que constituye la autoridad que establece el marco regulatorio (las resoluciones de la CREG no requieren la aprobación del Congreso). La Ley Eléctrica de Colombia establece los siguientes principios para la industria eléctrica, que se implementan en las resoluciones promulgadas por la CREG y otros organismos reglamentarios que rigen el sector eléctrico: (1) la eficiencia – la asignación y el uso de recursos correctos y el suministro de electricidad a un costo mínimo; (2) la calidad – el cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos afectando el sector; (3) la continuidad – un suministro eléctrico continuo sin interrupciones no justificadas; (4) la adaptabilidad – la incorporación de tecnologías y sistemas administrativos modernos para promover la calidad y eficiencia; (5) la neutralidad – el tratamiento imparcial a todo usuario eléctrico; (6) la solidaridad – la provisión de fondos por parte de los usuarios de mayores recursos para subsidiar el consumo de los usuarios de bajos recursos; y (7) la equidad – un suministro eléctrico adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país.

Por otra parte, la CREG (1) resuelve las disputas entre los participantes de los sectores eléctricos y de gas (el arbitraje) cuando la disputa se relaciona con la interpretación de reglas operacionales o comerciales; (2) está facultada para emitir los reglamentos obligatorios que rigen la operación técnica y comercial del sector y la fijación de cargos para las actividades reguladas; (3) establece las condiciones para la liberalización paulatina del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo; (4) aprueba los cargos para las redes de transmisión y distribución y los cargos para la comercialización a usuarios regulados; (5) establece la metodología para calcular y fijar las tarifas mínimas para el suministro del mercado regulado; (6) establece los reglamentos de operación para la planificación y coordinación de la operación del SIN de Colombia; (7) establece los requisitos técnicos para la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro; y (8) vela por los derechos del consumidor.

- La SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios) que está a cargo de la fiscalización e inspección de las compañías de servicios públicos.
- La UMPE (Unidad de Planeación Minera y Energética) que está a cargo de la planificación de actividades de expansión y la red de transmisión, entre otras cosas.
- El CON (Consejo Nacional de Operaciones) que está a cargo de asegurar que la operación del sector eléctrico sea segura y económica.

Previo a la aprobación de la Ley Eléctrica de Colombia, el sector eléctrico colombiano contaba con una integración vertical. La Ley Eléctrica de Colombia en forma separada normaliza la generación, transmisión, comercialización y distribución (las “Actividades”). En virtud de esta ley, cualquier compañía nacional o internacional puede participar en cualquiera de las Actividades. No obstante, las nuevas compañías deben limitar su participación exclusivamente a una de las Actividades. La comercialización se puede combinar con la generación o la distribución. Las compañías que estaban verticalmente integradas al momento en que entró en vigor la Ley Eléctrica de Colombia pueden seguir participando en todas las Actividades en las que participaban antes de la entrada en vigor de la Ley Eléctrica de Colombia, pero deben mantener un registro contable separado para cada Actividad.

La resolución 001-2006 de la CREG modifica la metodología para calcular la participación del mercado para las actividades de generación, comercialización y distribución. Elimina el techo de 25% que se aplicaba a la participación del mercado de las actividades de distribución a partir del mes de julio de 2007; la participación del mercado de las generadoras y las comercializadores se ha modificado según se detalla a continuación:

- una empresa generadora no puede poseer más del 25% de la capacidad de generación instalada en Colombia;

- la participación de una comercializadora no puede representar más del 25% de la actividad de comercialización en el SIN.

La participación de las empresas generadoras en una distribuidora no puede superar el 25% y viceversa. Sin embargo, esta restricción sólo se aplica a las compañías individuales y no excluye la propiedad múltiple de compañías del mismo grupo empresarial, ni de sus compañías matrices, coligadas ni filiales. El 1999, la CREG emitió la Resolución CREG 42 que establece que ninguna empresa generadora puede aumentar, directa o indirectamente, su participación en el Mercado de Generación a través de adquisiciones o fusiones, si la Capacidad Efectiva Neta total supera la llamada “Banda de Capacidad” según la fija la CREG. Mediante la Resolución 5 de 2002, la CREG fijó la banda de capacidad en los 4.250 MW. La resolución 042-1999 de la CREG también incluye algunas normas para determinar la participación de una compañía y sus inversionistas en las actividades de generación, distribución y comercialización.

La generación

El sector de generación se organiza sobre una base competitiva, donde las empresas generadoras venden su producción en el mercado de electricidad spot en un fondo común de energía conocido como la Bolsa de Energía (la “Bolsa”) al precio spot o mediante contratos privados de largo plazo celebrados con ciertos participantes en el mercado y los usuarios no regulados a precios libremente negociados. El SIN es el sistema eléctrico colombiano formado por los siguientes elementos: las centrales de generación, la red de interconexión, las líneas regionales e interregionales de transmisión, las líneas de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Betania y Emgesa forman parte del SIN. El participante en el mercado mayorista paga el precio spot para la energía despachada bajo la dirección del Centro Nacional de Despacho (“CND”). El precio spot horario que se paga por la energía refleja los precios que ofrecen las empresas generadoras en la Bolsa y el nivel de la oferta y demanda totales.

En el mercado eléctrico colombiano dominan las instalaciones hidroeléctricas, producto de lo cual el principal evento de escasez corresponde a la escasez de temporada debido al agotamiento de los recursos hídricos y los bajos niveles de los caudales entrantes durante las épocas secas. Esta escasez infrecuente hace que haya un alto grado de volatilidad de los precios en la Bolsa. De hecho, para mejorar la previsibilidad y para mitigar la volatilidad de los precios de venta spot, las generadoras conectadas al SIN también reciben un “cargo por confiabilidad”. Las condiciones se establecen en la Resolución CREG 071 de 2006 (la “Resolución 071”) y sus modificaciones. El cargo por confiabilidad consiste en el pago que recibe cada unidad del sistema y se basa en un modelo individual que calcula la energía anual mínima que la unidad es capaz de producir según sus antecedentes y propias características (potencia firme). El cargo por confiabilidad consiste en dos componentes: (1) los precios administrativos se aplicarían durante el período de transición de diciembre de 2006 a noviembre de 2012 con la obligación de energía firme (OEF), en proporción a la energía firme de cada central, asociada a la función de demanda. El precio de la energía firme se ajusta anualmente en base al Índice del Precio al Productor durante el período de obligación (un año) y su valor es de \$13.045 por MWh; y (2) en mayo de 2008 se celebrará una subasta de reloj descendiente para obligaciones que comenzarán en diciembre de 2012, el parámetro de la subasta es el costo de una nueva entrada que en un principio lo estima el regulador. Posteriormente, el costo se ajustará sobre la base de los resultados de la subasta competitiva. Estas características se conjugan para producir los pagos de energía firme que incentivarán inversiones eficaces en los recursos de generación. El período de la obligación fluctúa entre un año y veinte años para recursos nuevos; son diez años para recursos especiales; y un año para recursos existentes.

El despacho y la fijación de precios

La principal función de la Bolsa es permitir la venta de energía en exceso, bajo contratos, como ventas spot de electricidad. En la Bolsa, se establece un precio spot horario para todas las unidades despachadas sobre la base del precio de oferta de la unidad generadora con el precio más alto despachada. Cada día, el CND recibe ofertas de precio de todas las empresas generadoras que participan en la Bolsa. Estas ofertas indican los precios diarios a los que las empresas generadoras están dispuestas a suministrar electricidad y la capacidad disponible por hora para el día siguiente. Sobre la base de esta información, el CND, de acuerdo al principio conocido como el “despacho óptimo” (que supone una capacidad de transmisión infinita en toda la red), clasifica a las empresas generadoras según su precio de oferta, comenzando con la oferta más baja, y establece por hora el orden según el cual se despacharán las empresas generadoras al día siguiente para cumplir con la demanda anticipada. El precio en la Bolsa para todas las empresas generadoras se fija según la empresa generadora más cara despachada en cada período de una hora bajo el despacho opcional. Este sistema de calificación de precios pretende asegurar que la demanda

nacional, que aumentó debido a la cantidad total de energía exportada a otros países, se satisfaga con la combinación menos costosa de unidades generadoras disponibles en el país. Durante 2003, la Resolución 004 de la CREG y otras resoluciones con modificaciones, que entraron en vigencia al iniciarse las transacciones con Ecuador, normalizaban las transacciones de electricidad internacionales a corto plazo. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía— B. Vista general del negocio—las operaciones en Colombia”. Además, el CND realiza el “despacho planificado”, que toma en consideración las restricciones de la red además de toda condición necesaria para atender las demandas de energía para el día siguiente, de manera segura, confiable y eficiente en término de costos. El CND revisa continuamente el despacho planificado para reflejar cualquier cambio que afecte el sistema (por ejemplo, la demanda, la disponibilidad efectiva de las centrales, las restricciones del sistema, etc.) durante el día.

Las diferencias existentes entre el despacho real y el “despacho óptimo” dan lugar a lo que se conoce como “restricciones”, las que se resuelven para cada empresa generadora de la siguiente manera: a las generadoras restringidas (aquellas generadoras cuya generación real es menor que el despacho óptimo) se les cobra el promedio del precio de mercado y de sus precios de oferta; y, a las empresas generadoras sin mérito (aquellas generadoras cuya generación real es mayor que el despacho óptimo) se les acredita la diferencia, que también se avalúa de conformidad a los precios regulados (CREG 034-2001 entre otros). El valor neto de estas restricciones se asigna de manera proporcional a todas las comercializadoras dentro del SIN, según sus demandas de energía.

Los ataques de guerrilleros en la infraestructura de transmisión durante los años 2000 y 2001 dieron lugar a un aumento significativo de las restricciones, lo que a su vez dio lugar a reclamos por parte de los usuarios dado el aumento subsiguiente de las tarifas. Esta situación obligó a la CREG a emitir la Resolución 34 (2001) entre otras resoluciones modificatorias, con el fin de intervenir en la fijación de restricciones, de tal forma que para las generadoras restringidas, la diferencia se valora con el promedio del precio de oferta y el precio spot. Las generadoras sin mérito deben respetar un techo máximo para el precio reconocido, de conformidad con los valores preestablecidos. Esta Resolución, que sigue vigente a pesar de haber sido anunciada como medida temporal, se ha puesto en tela de juicio y, en ciertos casos, ha dado lugar a procesos legales iniciados por las generadoras que consideran que los precios reconocidos no cubren los costos asociados a estas restricciones.

La transmisión

A las compañías de transmisión (definidas como aquellas que operan redes de voltaje de al menos 220kV, las cuales conforman el Sistema de Transmisión Nacional o el STN) se les exige dar acceso a terceros al sistema de transmisión bajo condiciones de igualdad y se les autoriza cobrar una tarifa por los servicios de transmisión. Si las partes no llegan a un acuerdo referente a las condiciones de dicho acceso, la CREG está facultada para imponer una servidumbre de acceso. La tarifa de transmisión que deben pagar las generadoras, distribuidoras y comercializadoras consiste en:

- un cargo por conexión que asegura el costo de operar los equipos que unen al usuario con el sistema de transmisión, el cual no se cobra si la generadora es propietaria de los equipos de conexión; y
- un cargo por uso, aplicable solamente a las comercializadoras.

El STN regula los ingresos para las empresas de transmisión por medio de un ingreso fijo anual garantizado, sujeto al cumplimiento de una cierta disponibilidad mínima, la que se determina mediante el nuevo valor de reemplazo de las redes y de los equipos existentes al 1 de enero de 2000, y en el caso de nuevos proyectos, por el valor resultante de los procesos de licitación adjudicados en la expansión del STN. Hasta 2001, el valor mensual requerido para compensar a las empresas de transmisión dentro del STN se asignaba de la siguiente forma: 25% por generadores y 75% por comercializadores del STN. El 100% de dicho valor se ha asignado a las comercializadoras del STN en proporción a la demanda de energía registrada por todos sus clientes.

La expansión del STN llevado a cabo de acuerdo al plan de expansión modelo diseñado por la Unidad de Planeación Minera-Energética (“UPME”) y según los procesos de licitación abiertos a la participación de las empresas de transmisión existentes y nuevas. Estas licitaciones son administradas por el Ministerio de Minas y Energía, siguiendo las instrucciones establecidas en la Resolución CREG 51 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG 004 de 1999, 045 de 1999 y otras. De acuerdo a esa Resolución, la construcción, operación y el mantenimiento de nuevos proyectos se adjudican a la compañía que con el menor valor presente de flujos de caja necesario para llevar a cabo el proyecto. La CREG ha promulgado resoluciones posteriores que modifican y

sustituyen la CREG 051 de 1998 al mejorar el plan de expansión del STN pero conservan el mismo marco conceptual.

La distribución

La distribución se define como la operación de redes locales a menos de 220 kV. Cualquier usuario puede tener acceso a las redes de distribución siempre que el usuario pague el cargo por conexión. La CREG normaliza la operación y los precios de distribución. Los precios de distribución deberían permitir a las empresas de distribución la recuperación de sus costos razonables, incluyendo los gastos de explotación, de mantenimiento y de capital. La CREG aprueba los cargos cobrados por el uso del sistema (cargos “DUOS”) de cada empresa y los mismos varían según el nivel de voltaje.

La CREG debe calcular los cargos DUOS de cada empresa. Por medio de la Resolución 082 de 2002, la CREG fijó la metodología para calcular los nuevos cargos de distribución, reemplazándola con la metodología que se establece en la Resolución 99 de 1997. Los cargos de distribución se calculan en base al costo de reemplazo de los activos de distribución vigente al momento en que los cargos fueron calculados (el método de cálculo da por hecho que el costo marginal para nuevos proyectos es menor o igual que el costo promedio aprobado, y permite cobrar cualquier exceso sobre el costo promedio al usuario interesado en realizar proyectos que no cumplen con los requisitos) y supone un costo de oportunidad de capital, así como los gastos de explotación y de mantenimiento.

La comercialización

La comercialización consiste en la reventa directa a los usuarios finales de la electricidad comprada en el mercado mayorista y las empresas generadoras, distribuidoras o agentes independientes pueden participar en la comercialización siempre que cumplan con los requisitos de la CREG. Los precios de comercialización para los usuarios desregulados se pactan libremente entre las partes. La comercialización con usuarios regulados está sujeta a un “régimen de libertad regulado” en el que cada comercializadora fija las tarifas, utilizando opciones de tarifas basadas en una fórmula establecida por la CREG en la Resolución 31 1997. Actualmente la CREG está elaborando una nueva metodología. Las tarifas se determinan de acuerdo a una combinación de los siguientes factores:

- las fórmulas de costo generales establecidas por la CREG; y
- los costos individuales de comercialización aprobados por la CREG para cada comercializadora.

Los costos aprobados son costos máximos, por ende las comercializadoras pueden fijar las tarifas, aplicando unos costos menores fundamentados en justificaciones económicas debidamente comprobadas. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, los costos de la compra de electricidad por parte de la entidad comercializadora, los cargos por transmisión, los cargos por distribución y un margen que cubre los riesgos de la actividad y el rendimiento de la inversión.

El mercado de distribución se divide en clientes regulados y no regulados. Los clientes en el mercado no regulado tienen la libertad de contratar el suministro de electricidad directamente de una generadora o distribuidora, actuando en calidad de comercializadoras, o de una comercializadora pura. El mercado de clientes no regulados consiste en aquellos clientes con una demanda de punta mayor que 0,1 MW o con un consumo mensual mínimo de 55 MWh, que corresponde a aproximadamente 4.500 grandes clientes industriales y comerciales y representa alrededor del 33% del mercado de suministro.

Se espera que ciertos aspectos de los reglamentos de la comercialización minorista que otorgan una ventaja competitiva artificial a las comercializadoras independientes se corrijan mediante el nuevo esquema de comercialización minorista. La gran parte de los reglamentos del Plan de Desarrollo Nacional que hacen referencia a la industria minorista eléctrica se publicaron en el decreto 3734, publicado por el Ministerio de Minas en diciembre de 2003. En virtud de dicho decreto, las comercializadoras independientes se ven obligadas a tener la misma composición de mercado, en cuanto al consumo promedio de energía por cliente, que la compañía de distribución y la comercializadora establecida. Dicho decreto también impone la obligación de reconocer los costos asociados a la condición de ser el proveedor de última instancia. Sin embargo, no ha entrado en plena vigencia la totalidad del contenido de este decreto. Al nivel de mayorista, se espera que el esquema de suministro de energía a largo plazo (denominado el MOR o Mercado Organizado Regulado) esté en plena operación en 2007.

Los reglamentos ambientales

La Ley Número 99 de 1993 establece el marco legal para los reglamentos ambientales y, entre otras cosas, creó el Ministerio de Medioambiente como la autoridad encargada de la creación de políticas ambientales. El Ministerio de Medioambiente define, emite y ejecuta las políticas y los reglamentos orientados a la recuperación, conservación, protección, organización, administración y el uso de recursos renovables. Así, el uso de recursos naturales o cualquier impacto en ellos producto de cualquier actividad o proyecto requerirá la emisión de autorización y permisos ambientales o el establecimiento de planes de manejo ambiental. En particular, la ley busca la prevención de daños ambientales por parte de las entidades del sector eléctrico. Cualquier entidad que contemple llevar a cabo proyectos o actividades en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que puedan ocasionar un deterioro ambiental, debe primero obtener un permiso ambiental.

Desde 1993, Colombia ha experimentado una expansión importante de sus reglamentos ambientales producto de la Ley N° 99 que requiere que las empresas generadoras contribuyan a la conservación del medioambiente por medio de un pago para el uso de la generación eléctrica. Las centrales hidráulicas con una capacidad instalada nominal mayor que 10.000 kilowatts, deben contribuir el 6% de sus ventas de energía; en el caso de las centrales térmicas, el porcentaje es el 4%. Dicha contribución se entrega a las municipalidades y a las entidades ambientales en las localidades donde se encuentran las centrales.

Inspección y control

Según la Constitución Nacional y la Ley de Energía (las Leyes 142 y 143 de 1994), la Superintendencia de Servicios Públicos se encarga de la supervisión de las compañías de servicios públicos que participen en las actividades eléctricas antemencionadas. En 2003, la Superintendencia de Servicios Públicos implementó un sistema de información central con el fin de consolidar toda la información de los servicios públicos tanto para los efectos de control como de información. A comienzos de 2006, la Superintendencia de Servicios Públicos emitió una resolución que modifica el efecto que tiene la inflación en el valor libro de los activos de servicios públicos. El impacto de la resolución de la Superintendencia se neutralizó después de enero de 2007, ya que en diciembre de 2006 el Congreso aprobó la Reforma Fiscal, eliminando así el efecto de la inflación en el valor contable de los activos.

Operaciones en Brasil

El resultado de explotación de las actividades de la Compañía en Brasil a través de Cachoeira Dourada representó el 4,1% y 3,7% de nuestro resultado de explotación total para los años 2004 y 2005. Los estados financieros de Endesa Chile no incluyen las cifras de explotación de Brasil para el año 2006. A partir del 1 de octubre de 2005, la participación total de Endesa Chile en Cachoeira Dourada se transfirió a Endesa Brasil.

En la tabla a continuación se indican los ingresos y gastos de explotación para los dos años:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE LAS OPERACIONES EN BRASIL

	<u>2004</u>	<u>2005 (1)</u>
Ingresos de explotación	44.432	42.673
Gastos de explotación.....	27.450	20.030
Resultado de explotación	15.140	18.960

(1) Los resultados operacionales de Brasil se incluyeron en los estados financieros hasta el 31 de septiembre de 2005.

Para obtener detalles de las variaciones en las cifras monetarias anuales, véase “Ítem 5. Resumen operativa y financiera y perspectivas”.

La capacidad instalada al 31 de diciembre de los años 2004 y 2005 se indica en la tabla a continuación. La capacidad de generación instalada se consolidó sólo hasta el 31 de septiembre de 2005.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA EN BRASIL (MW)(1)

	(MW)	
	2004	2005
Cachoeira Dourada.....	658	658
Total	658	658

(1) La capacidad instalada definida como la capacidad máxima de MW de las unidades generadoras, bajo condiciones y características técnicas específicas.

La tabla que aparece a continuación indica la producción y las compras físicas de energía de Cachoeira Dourada. La cifra de 2005 corresponde al período que va de enero hasta septiembre de 2005:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS EN BRASIL (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2004; enero a septiembre de 2005			
	2004		2005	
	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad.....	3.263	83,6	2.645	91,3
Compras de electricidad	640	16,4	253	8,7
Total(1).....	3.903	100,0	2.898	100,0

(1) la producción de energía más las compras pueden diferir de las ventas de electricidad debido a las pérdidas de transmisión.

La tabla que aparece a continuación demuestra la distribución de las ventas físicas de Cachoeira Dourada por segmento de clientes. La cifra de 2005 corresponde al período de va de enero a septiembre de 2005:

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTES EN BRASIL (GWh)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2004; enero a septiembre de 2005			
	2004		2005	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas	3.398,0	87,1	2.592,9	89,5
Ventas no contratadas.....	504,0	12,9	304,6	10,5
Total	3.902,0	100,0	2.897,5	100,0

Desde septiembre de 2005, la participación de Endesa Chile en el mercado eléctrico brasileño corresponde a su participación minoritaria en Endesa Brasil, empresa que consolida las operaciones de varias generadoras Central Geradora Termeléctrica Endesa Fortaleza S.A., o Endesa Fortaleza, y Cachoeira Dourada; CIEN, que comercializaba con el uso de dos líneas de transmisión entre Argentina y Brasil; CTM y TESA, filiales de CIEN que es propietaria del lado argentino de las líneas; una compañía de distribución, Ampla Energía e Servicios S.A., o Ampla, que es la segunda distribuidora más grande del Estado de Río de Janeiro; y Coelce, la única distribuidora de electricidad en el Estado de Ceará. Para mayores detalles sobre Endesa Brasil, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía - C. Estructura organizacional” y el “Ítem 5. Resumen operativo y financiero” para conocer los detalles del impacto que tiene Endesa Brasil en los estados financieros para los períodos abordados en el presente informe.

CIEN cuenta con dos líneas de transmisión con una capacidad de 1.000 MW cada una. Bajo condiciones normales, CEMSA, una comercializadora que opera en Argentina, y Endesa Costanera venden energía a CIEN.

CIEN tiene contratos de compraventa de energía con Furnas y Tractebel a través de la Línea 1 y con Ampla y Copel mediante la Línea 2. Endesa Costanera compró parte de esta energía.

La insuficiencia de electricidad en Argentina se tradujo en restricciones sobre las importaciones del mercado spot de electricidad y el uso del gas natural para exportar energía a Brasil. Furnas y Tractebel dejaron de pagar las facturas porque estaba imposibilitada su capacidad de importar electricidad desde Argentina y CIEN, por su parte, dejó de emitir los pagos a Endesa Costanera y CEMSA. Adicionalmente, las autoridades brasileñas redujeron a cero la capacidad reconocida de CIEN.

En diciembre de 2005, los gobiernos de Argentina y Brasil firmaron un acuerdo (MOU) para dar una respuesta a este problema y para evitar la imposición de multas en relación al incumplimiento de los contratos de exportación hasta el 31 de diciembre de 2008. De conformidad a este MOU, Endesa Costanera solicitó a sus clientes de exportación que aceptasen una modificación a los contratos para reestablecer el equilibrio financiero y económico, lo que provocaría un aumento de precios significativos, o bien la rescisión de los contratos de exportación. Hasta la fecha del presente informe no se ha aplicado ninguna modificación a los contratos.

En noviembre de 2006, el Ministerio de Minas y Energía promulgó la Portaria 294, una resolución que le permite a CIEN rechazar los contratos de clientes de la segunda línea sin asumir riesgos, puesto que la cláusula se consideraba como de fuerza mayor.

Generación eléctrica en Brasil – Estructura de la industria y marco regulatorio

La industria eléctrica en Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado que se denomina el Sistema Interconectado Nacional (“SIN brasileño”), que abarca las compañías eléctricas en las zonas sur, sureste, oeste central, noreste y partes de las regiones en el norte de Brasil, además de otros sistemas pequeños y aislados. Las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro se encuentran separadas en virtud de la ley brasileña. Los clientes no regulados en Brasil consisten en aquellos que exigen 3.000 kW o más al año y que optan por no contratar con las distribuidoras sino directamente con otros proveedores. Adicionalmente, los clientes con una demanda mínima de 500 kW pueden comprar energía directamente de los productores de fuentes de energía alternativa (por ejemplo, las pequeñas centrales hidroeléctricas).

Bajo el actual marco regulatorio (la ley 10.848/04), la principal entidad reguladora de la industria eléctrica en Brasil es la *União Federal* (la Unión Federal), actuando a través del Ministerio de Minas y Energía o el MME, el cual tiene exclusiva autoridad sobre el sector eléctrico a través de sus poderes concesionarios y reglamentarios. Las políticas reglamentarias para el sector son implementadas por la *Agencia Nacional de Energia Elétrica* o ANEEL que se estableció de conformidad a la Ley 9427/96 y el Decreto 2335/97. La ANEEL es responsable de lo siguiente, entre otras cosas:

- otorgar y supervisar concesiones en nombre de la União para la generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad, incluyendo la aprobación de solicitudes para la fijación de tarifas;
- supervisar y auditar las empresas concesionarias;
- emitir normas para el sector eléctrico;
- dictar decisiones con el fin de resolver, como una materia administrativa, las diferencias entre las concesionarias, productores independientes, consumidores y otros participantes de la industria;
- aplicar los criterios para calcular los precios de transmisión;
- imponer multas contractuales y reglamentarias;
- poner en práctica las políticas públicas (tales y como el programa de bajos ingresos) que señale el Gobierno Federal;
- establecer la tarifa para los clientes;
- administrar el proceso de ajuste de las tarifas;
- administrar el proceso de licitación para la venta de energía al por mayor;

- administrar los contratos de concesión; y
- ponerle término a una concesión, en aquellos casos contemplados en la ley y/o en un acuerdo de concesión.

Además, existe el *Operador Nacional do Sistema Eléctrico* o el ONS, una entidad privada sin fines de lucro en la cual los concesionarios y consumidores no regulados participan como miembros con derecho de voto y el Ministerio de Energía y Minas y la junta de consumidores participan como miembros sin derecho de voto.

El ONS es responsable de:

- la planificación y coordinación de las operaciones y el despacho de electricidad con el fin de optimizar la electricidad producida en los sistemas de interconexión;
- la supervisión y la coordinación de los centros de operación de los sistemas de electricidad; y
- la definición de las reglas para la transmisión de energía en los sistemas de interconexión.

En la actualidad, los reglamentos que rigen las concesiones en Brasil consisten en dos estatutos promulgados en 1995: la Ley 8.987 del 13 de febrero de 1995 (la Ley de Concesiones) y la Ley 9.074 del 7 de julio de 1995 (la Ley del Sector Energético). Los objetivos de las nuevas leyes con respecto a las leyes del sector eléctrico incluyen la incorporación de competencia a lo que había sido un monopolio estatal, la incorporación de capital privado al sector, la creación de incentivos para completar proyectos que se habían suspendido o retrasado debido a dificultades de financiamiento y el establecimiento de los cimientos para las privatizaciones en el sector según lo establecido bajo la ley 8.031/90 (la Ley de Privatizaciones).

El productor independiente y el auto productor

La Ley del Sector Energético también introdujo el concepto del productor independiente de energía y el autoprodutor como un factor adicional en la apertura del sector eléctrico hacia la inversión privada. La Ley del Sector Energético también establece la formación de consorcios de generación de energía compuestos por los concesionarios de servicios públicos, los productores de potencia independiente y los autoprodutores. Pueden generar electricidad para las empresas de servicios públicos o para el uso exclusivo de los afiliados del consorcio, como autoprodutores. El auto productor (el productor que genera energía principalmente para su consumo propio) puede:

- contribuir o intercambiar energía con otros auto productores dentro de un consorcio;
- vender el superávit de energía al concesionario de distribución local; o
- intercambiar energía con el concesionario de distribución local para permitir el consumo por parte de plantas industriales de propiedad del auto productor ubicadas fuera del área de generación.

El Decreto N° 2.003 (de 1996) establece el marco regulatorio para el productor independiente de energía (PIE) y el auto productor. Según lo dispuesto en el decreto, el desarrollo de centrales hidroeléctricas por parte de productores independientes o auto productores requiere una concesión (otorgada después de un proceso de licitación) sólo si el proyecto generará más de 1 MW de energía en el caso de un PIE y más de 10 MW en el caso de un auto productor. En todos los demás casos, incluyendo el desarrollo de centrales termoeléctricas, sólo se le requiere al PIE o al auto productor obtener la debida autorización de la ANEEL o inscribirse con ella. EL Decreto N° 2.003 también dispone que las concesiones y autorizaciones otorgadas bajo el decreto cuenten con plazos de 35 y 30 años, respectivamente, con la posibilidad de obtener una prórroga para períodos iguales a los plazos iniciales.

Como parte de la iniciativa del gobierno federal de abolir los monopolios de los que la mayor parte de las compañías energéticas gozan, la Ley de Concesiones también establece que, al recibir una concesión, se les permitirá acceso a los sistemas de distribución y transmisión a los PEI, los auto productores, los proveedores y a los consumidores, siempre que los concesionarios reciban un reembolso por sus costos relacionados. La ANEEL ha determinado la base sobre la cual se reembolsarán dichos costos.

Conforme con la Ley 10.433, con fecha 24 de abril de 2002, la estructura del Mercado Eléctrico Mayorista cuenta con una regulación y monitoreo más estrechos por la ANEEL. Producto de la Ley 10.433, la ANEEL se hizo responsable de la definición de las normas que rigen el Mercado Eléctrico Mayorista. En el régimen anterior, principalmente fueron los participantes del mercado quienes establecieron dichas normas, las cuales estaban sujetas únicamente a la aprobación de la ANEEL. Esta reestructuración busca reorganizar el modelo del sistema eléctrico para permitir la continuidad de inversiones extranjeras. La Ley 10.848/04 mantiene esta reestructuración. No obstante, dicha ley revoca la Ley 10.433/02 y reemplaza el Mercado de Energía Mayorista (MAE) con la Cámara de Comercialización de Energía – CCEE, que ahora en adelante es la entidad responsable de las actividades del MAE. Bajo este modelo nuevo, la ANEEL sigue a cargo de la fijación de la reglas de gobernabilidad de la CCEE (el ex MAE).

El 26 de abril de 2002, el ex Presidente Cardoso emitió otra resolución asociada al sector (la Ley N°10.438) con el objetivo de recuperar los ingresos perdidos producto del decreto de racionamiento durante los meses de junio de 2001 y febrero de 2002, lo que amplió la oferta de energía de emergencia, aumentó las fuentes alternativas de energía y provocó modificaciones a algunas reglas importantes del sector eléctrico.

La Ley 10.438 estableció un nuevo criterio para la reclasificación del cliente residencial de bajos ingresos y las metas para el programa de expansión del suministro de energía. El mayor costo esperado asociado al nuevo criterio de reclasificación se financiará mediante los fondos provenientes de las subastas federales de energía pública, de la cuenta RGR (*Reserva Global de Reversão*) y, de ser necesario, de la cuenta CDE (*Cuenta de Desenvolvimento Energético*), como un subsidio a las tarifas, lo que no afectará las compañías distribuidoras. El financiamiento del programa de expansión del suministro de energía, sin considerar la revisión tarifaria habitual, provendrá del gobierno y de otras fuentes de financiamiento con el conocimiento de que el equilibrio económico financiero de las compañías no se puede alterar.

Durante el primer año de su mandato, el Gobierno del Presidente Luiz Inácio Lula da Silva reconoció que el régimen reglamentario de Cardoso no logró estimular el crecimiento en la industria de la generación eléctrica ni tampoco pudo mantener las tarifas a un nivel bajo. Producto de lo anterior, en febrero de 2003 el Ministerio de Minas y Energía formó un comité para el desarrollo de la reforma institucional. El comité publicó una “Propuesta para el Modelo Institucional del Sector Eléctrico”. La pauta u objetivos básicos de dicha propuesta que se aprobaron en el CNPE (la Resolución N° 5 con fecha 21 de julio de 2003) consisten en:

- mantener el concepto de servicio público para la producción y distribución de la electricidad a los clientes en nuestra área de concesión;
- reestructurar el sistema de planificación;
- crear transparencia en el proceso de subasta y de licitación para los proyectos públicos;
- mitigar los riesgos sistemáticos;
- mantener las operaciones centralizadas y coordinadas del sistema energético de Brasil;
- otorgar el uso y el acceso universales a los servicios de electricidad en todo Brasil; y
- modificar el proceso de licitación de las concesiones de servicios públicos.

Estructura del nuevo sector eléctrico

Según lo esperado, el nuevo gobierno de Luiz Inácio Lula da Silva analizó la industria energética y realizó cambios significativos en la misma. Las medidas provisionales 144/03 y 145/03 (aprobadas como las leyes federales 10.847 y 10.848 de marzo de 2004) establecieron un nuevo modelo para el sector eléctrico de Brasil. Dicho modelo

nuevo pretende ofrecer menores tarifas al cliente, garantizar la expansión del sistema y encarga la EPE (*Empresa de Pesquisa Energética*), un organismo estatal, con la responsabilidad de planificación de las actividades de generación y de transmisión. Adicionalmente, este nuevo modelo contempla la creación de nuevos agentes en el sector, tales como la *Empresa de Pesquisa Energética* (compañía de estudios energéticos), o EPE, vinculada con el Ministerio de Minas y Energía con el propósito de estudiar la planificación del sector energético de Brasil. Los demás agentes nuevos en el sector son la *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (cámara de comercialización de energía) o la CCEE, que sustituye el MAE en lo que se refiere a la administración y el monitoreo de garantías contractuales; y el *Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico* (comité de monitoreo del sector eléctrico) o la CMSE, que monitorea y evalúa la seguridad de la industria de suministro energético.

Este nuevo modelo define dos esferas de contratación: el entorno de contratación libre y el regulado. En el entorno de contratación libre, las condiciones para la compra de energía se negocian entre los proveedores y sus clientes. En relación al entorno regulado donde operan las distribuidoras de energía, el nuevo modelo introduce cambios significativos. El modelo antiguo permitía la realización de auto transacciones y exigía la aprobación de la ANEEL para los contratos de empresas relacionadas. Los contratos de Ampla-CIEN y Coerce-CIEN (compañías controladas por Enersis) fueron aprobados por la ANEEL. El modelo antiguo también permitía que las distribuidoras celebraran sus propias subastas para sus compras de energía pero bajo el modelo nuevo, las compras de energía de las distribuidoras se deben realizar de conformidad al proceso de licitación que coordina la ANEEL.

El proceso de licitación que coordina la ANEEL se divide en dos partes: la energía existente y la energía generada en el futuro (la energía de proyectos nuevos), los proyectos que no cuentan con concesiones, permisos ni autorizaciones a la fecha del proceso de licitación. Ciertas centrales existentes pueden participar en los procesos de licitación de energía nueva hasta 2007 siempre que hubiesen obtenido su concesión o autorización antes del 15 de marzo de 2004, comenzado sus operaciones después del 1 de enero de 2000 y no hubiese contratado energía antes del 15 de marzo de 2004.

Cachoeira Dourada se considera central de energía existente. El gobierno cree que las centrales de energía existente pueden suministrar energía a precios menores puesto que las inversiones hechas en relación a la construcción de las centrales ya se han amortizado en parte o totalmente.

Los contratos que emerjan del proceso de licitación para la energía existente tienen un plazo de tres a quince años. Se celebró una subasta de conformidad a este modelo el día 7 de diciembre de 2004 en relación a los contratos que comiencen en 2005-2007 y tuvo lugar otra subasta en marzo de 2005 para los contratos que comiencen en 2008-2009. Fue necesario celebrar otra subasta en el mes de octubre de 2005 para aquellos contratos que comienzan en el año 2009.

Los contratos que se realizan producto del proceso de licitación para energía nueva tendrán un plazo de quince a treinta años y la energía nueva se contratará de conformidad a la demanda estimada. La primera subasta para energía nueva se llevó a cabo en diciembre de 2005 para aquellos contratos que comienzan en 2008 hasta 2010.

En relación a la regla del nivel de contratos, posterior a la promulgación de la Ley 10.848 en 2004, la demanda de las distribuidoras se debe contratar totalmente a través del proceso de licitaciones arriba señalado. Anteriormente, las instalaciones generadoras u otros CCE inscritos con el CCEE garantizaban el 95% de la energía vendida por los participantes en el MAE.

Por otra parte, el nuevo modelo establece la separación de las actividades del sector que impedirá que las distribuidoras participen en actividades de generación y transmisión y en otras compañías.

Finalmente, se respetarán los contratos vigentes al momento de la promulgación de la ley, pero se prohíben las modificaciones que alteren el plazo, precio y cantidades.

Despacho y fijación de precios

Como regla, el despacho de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional brasileño (el SIN, según se describe arriba), se rige por una justificación del costo marginal económico según lo cual la central despachada cuenta con el menor costo marginal de explotación disponible de acuerdo al costo de generación declarada por los operadores de centrales.

El operador del sistema nacional, el ONS, controla y coordina la transmisión y producción de electricidad. El despacho del ONS es independiente de los contratos de compraventa de energía (los CCE) celebrados entre los participantes del sector energético inscritos en el CCEE.

Cuando las restricciones a la transmisión están vigentes, es posible que el despacho de electricidad no cumpla con el criterio del menor costo marginal. En estas circunstancias, el ONS puede despachar la electricidad generada mediante fuentes de energía de mayor costo con el fin de evitar o reducir el impacto de las restricciones.

Por lo general, los precios de electricidad en Brasil se determinan de conformidad a lo siguiente:

- (i) el entorno de contratación regulada – los precios se fijan durante los procesos de licitación realizados por la ANEEL, según lo establecido en el párrafo sobre la “Estructura del Nuevo Sector Eléctrico” arriba;
- (ii) el entorno de contratación libre – los contratos y precios se negocian libremente entre los participantes del sector energético que tienen permiso para comprar y vender electricidad en este entorno. Por lo general, el precio se ve afectado por: (a) el plazo del contrato (a largo o corto plazo, según el caso); y (b) las proyecciones asociadas a la demanda de electricidad en los años siguientes; y
- (iii) el mercado spot – el precio del mercado spot se basa en el costo de explotación marginal que calcula el CCEE con modelos computacionales, considerando lo siguiente, entre otros factores: (a) la optimización del uso de recursos de electricidad disponibles para satisfacer la demanda del consumo; (b) la electricidad que necesitan los agentes del sector; (c) los mecanismos de seguridad operacional; (d) las restricciones de transmisión entre los submercados (Brasil se divide en cuatro mercados); y (e) el costo de los déficit de electricidad.

Por un lado, los reglamentos estipulan que el precio máximo del mercado spot deberá corresponder a los costos de explotación marginales relacionados con las centrales térmicas disponibles para ser despachadas. Por otro lado, establecen que el precio mínimo del mercado spot deberá establecerse de acuerdo a los costos de explotación y de mantenimiento mínimos que se calculan para las centrales hidroeléctricas.

La regulación ambiental

La Constitución brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales para promulgar leyes diseñadas para proteger el medioambiente y para emitir reglamentos bajo dichas leyes. Si bien el Gobierno Federal tiene el poder de promulgar reglamentos ambientales, los gobiernos estatales tienen el poder de promulgar reglamentos ambientales más estrictos. Por ende, la mayoría de los reglamentos ambientales en Brasil no se dictan al nivel del Gobierno Federal sino a los niveles estatal y local.

El 16 de julio de 2004 Cachoeira Dourada obtuvo el permiso de operación ambiental que es válido durante un período de cuatro años después del cual se debe renovar.

En Brasil, se les exige a las compañías de generación hidroeléctrica obtener concesiones para el uso de agua y aprobaciones ambientales, mientras que a las compañías de generación, transmisión y distribución termoeléctricas se les exige obtener una aprobación ambiental otorgada por la ANEEL y por las autoridades de regulación ambiental.

Operaciones en Perú

Los ingresos de explotación derivados de nuestro negocio en Perú representaron el 11,9%, 10,5% y 12,6% de nuestros ingresos de explotación para los años 2004, 2005 y 2006, respectivamente. Los ingresos y gastos de explotación para estos tres años se indican a en la tabla que aparece a continuación:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE LAS OPERACIONES EN PERÚ

	Al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006(1)
	<i>(en millones de Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación	130.501	120.134	168.182

	Al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006(1)
Gastos de explotación.....	67.463	56.569	100.804
Resultado de explotación	55.170	54.954	55.536

(1) Se incluyen los datos de Etevensa desde el mes de enero de 2006.

Para obtener detalles de las variaciones en las cifras monetarias anuales, véase “Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas”. A través de nuestra filial Edegel, operamos un total de nueve centrales generadoras en Perú, con una capacidad instalada total de 1.426 MW al mes de diciembre de 2006. Edegel es propietaria de siete centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de aproximadamente 739 MW, dos de las cuales se ubican a 280 kilómetros de Lima y cinco de ellas se encuentran a una distancia promedio de 50 kilómetros de Lima. La Compañía cuenta con dos centrales térmicas ubicadas en la ciudad de Lima, que representan los 686 MW restantes de la capacidad instalada total. A partir de junio de 2006, Edegel aumentó su capacidad instalada en 457 MW producto de la fusión con Etevensa, propietaria de la central térmica Ventanilla (véase el Ítem 4.A Historia y desarrollo de la Compañía para mayores detalles sobre la fusión). Nuestras centrales de generación hidroeléctrica y térmica en Perú representan el 29,7% de la capacidad de generación eléctrica total del país, según los datos publicados por el Osinerg (el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía).

La tabla que aparece a continuación indica la capacidad instalada de Edegel, nuestra filial peruana:

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN PERÚ (MW)(1)

	Al 31 de diciembre de		
	2004	2005	2006
	(MW)		
Edegel S.A.			
Huinco (Hidroeléctrica).....	247	247	247
Matucana (Hidroeléctrica).....	129	129	129
Callahuanca (Hidroeléctrica).....	75	75	75
Moyopampa (Hidroeléctrica).....	65	65	65
Huampani (Hidroeléctrica).....	30	30	30
Yanango (Hidroeléctrica).....	43	43	43
Chimay (Hidroeléctrica).....	151	151	151
Santa Rosa (Térmica).....	228	229	229
Ventanilla (Térmica).....	0	0	457
Total	967	969	1.426

(1) La capacidad instalada fue certificada durante 2006 por Bureau Veritas de conformidad a la Norma 038 de Endesa Chile en relación a la definición de potencia máxima de las centrales hidroeléctricas y térmicas de Endesa Chile.

Nuestra generación eléctrica total en Perú alcanzó los 6.662 GWh en 2006, el 47,5% más que los 4.516 GWh en 2005 y el 61,1% más que los 4.136 GWh en 2004. El aumento de la generación térmica de 2.043 MW se debe a la suma de los datos de Ventanilla a partir de enero de 2006, los que provocaron un aumento de la generación térmica del 9,3% de la generación total en 2005 al 37% en 2006. Nuestra participación del mercado de generación se situó en aproximadamente el 27% de la producción eléctrica total en Perú en 2006 y en el 20% para 2004 y 2005.

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TÉRMICA EN PERÚ (GWh)(1)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006(2)	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación hidroeléctrica	3.891	94,1	4.095	90,7	4.197	63,0
Generación térmica	245	5,9	422	9,3	2.465	37,0
Generación total	4.136	100,0	4.516	100,0	6.662	100,0

- (1) La generación menos el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas.
- (2) En la generación térmica se incluye la de Ventanilla desde enero de 2006.

La generación hidroeléctrica representó el 63% de la producción total de Edegel en 2006. La porción de electricidad que suministra Edegel a través de su propia generación correspondía al 96,1% de las ventas físicas totales, lo que se traducía en la necesidad de sólo comprar una pequeña cantidad de energía para cumplir con las obligaciones contractuales con los clientes.

La unidad TG7 de Santa Rosa se convirtió al gas natural en 2005 y las unidades de Ventanilla y la unidad UTI de Santa Rosa se convirtieron en 2006 (Véase el Ítem 4.D Plantas, propiedad y equipos para la definición de los tipos de unidades de generación). Para cubrir el suministro de gas de Etevensa y Santa Rosa, Edegel suscribió un contrato de gas flexible con Camisea con un plazo hasta 2009 a una tasa fija en dólares e indexada a una canasta de combustibles. Adicionalmente, se suscribieron contratos de transporte y distribución para el mismo período. La tabla que aparece a continuación indica la generación y compras de electricidad de Edegel para los últimos tres años:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS EN PERÚ (GWh)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad.....	4.136	94,5	4.516	94,8	6.662	96,1
Compras de electricidad.....	239	5,5	246	5,2	274	3,9
Total(1).....	4.375	100,0	4.762	100,0	6.935	100,0

- (1) La producción total de GWh más las compras difiere de las ventas de GWh debido a las pérdidas de transmisión, puesto que ya se han restado el consumo propio de nuestras centrales y las pérdidas técnicas.
- (2) Los datos de 2006 de ventanilla incluyen la producción y compras de electricidad desde enero de 2006.

Sólo existe un sistema interconectado en Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional o el SIEN. La demanda eléctrica en el SIEN aumentó en un 7,7% durante el año 2006 con respecto al 2005, alcanzando una generación anual total de 24.763 GWh. La creciente demanda en Perú se debe en parte a la mayor demanda eléctrica proveniente del sector minero, cuyo crecimiento de demanda eléctrica responde a la creciente producción de cobre y de oro que, a la vez, responde a los mayores precios del cobre y del oro en los mercados internacionales.

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTE EN PERU (GWh)

	Al 32 de diciembre de					
	2004		2005		2006 (2)	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas (1).....	3.344	77,3	3.766	81,9	6.145	90,8
Ventas no contratadas.....	984	22,7	834	18,1	621	9,2
Ventas de electricidad totales.....	4.328	100,0	4.600	100,0	6.766	100,0

- (1) Se incluyen las ventas a distribuidoras sin contrato.
- (2) En los datos de 2006 se incluyen las ventas de Ventanilla desde enero de 2006.

Las ventas físicas de Edegel en 2006 subieron casi un 47,1% con respecto a las ventas en 2005. Las ventas en el mercado spot disminuyeron en casi un 25,5% y las ventas contratadas subieron en 63,2%. Este aumento se explica principalmente por la fusión con Etevensa. Durante el año 2006 Edegel contaba con dos clientes regulados, Luz del Sur y Edelnor, sin considerar los clientes asociados al acuerdo entre generadoras y el MME (el Ministerio de Minas y Energía). Las ventas a estas distribuidoras sin contratos representaron el 21,6% de las ventas contratadas de Edegel

en 2006. La Compañía tiene once clientes libres, incluyendo ElectroPerú, que fue el cliente original de Etevensa. Las ventas a clientes libres representaron el 55,7% de las ventas por contrato totales de Edegel en 2006 con respecto al 46,7% en 2005. La tabla que aparece a continuación muestra la distribución de las ventas por volumen a nuestros principales clientes en Perú para los períodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES EN PERÚ (GWh)

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato
Electroperú (1)	0	0,0%	0	0,0%	1620	26,4%
Edelnor (regulado) (2)	1110	29,5%	1000	26,6%	957	15,6%
Antamina	678	18,0%	676	18,0%	683	11,1%

	Al 31 de diciembre de					
	2004		2005		2006	
	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato	Ventas (GWh)	% de ventas por contrato
Refinería	538	14,3%	507	13,5%	569	9,3%
Luz del Sur (regulado) (2)	479	12,7%	440	11,7%	441	7,2%
Siderperú	296	7,9%	303	8,0%	330	5,4%
Ventas totales a nuestros principales clientes	<u>3.101</u>	<u>82,4%</u>	<u>2.926</u>	<u>77,8%</u>	<u>4.600</u>	<u>75,0%</u>

(1) Desde 2006, Electroperú es cliente de Edegel debido a la fusión con Etevensa. El valor publicado corresponde al período de enero hasta diciembre de 2006.

(2) La energía vendida por Edegel a Edelnor y a Luz del Sur sólo incluye energía asociada a los contratos bilaterales con Edegel. El monto asignado a Edegel como consumo no relacionado con contrato de estas distribuidoras no se incluye (57 GWh y 329 GWh, respectivamente).

Puesto que el SIEN es el único sistema de transmisión interconectado en el Perú, se puede considerar a todas las generadoras que se conectan al mismo parte de la competencia. Sin embargo, nuestra competencia principal en Perú la constituyen Electroperú, Enersur y Egenor, cuya capacidad suma aproximadamente los 909 MW, 676 MW y 508 MW, respectivamente.

La generación eléctrica en Perú – Estructura de la industria y marco regulatorio

El marco regulatorio que se aplica a la industria eléctrica en Perú se diseñó después de la promulgación del marco regulatorio en Chile. Sus principales reglamentos son: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25.844) y sus reglamentos correspondientes (el Decreto Supremo 009-93), la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), el Reglamento Técnico sobre la Calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo 020-97EM), la Ley Antimonopolio para el Sector Eléctrico (Ley 26.876) y sus reglamentos (Decreto Supremo 017-98-ITINCI), la Ley 26.734, que creó el régimen que supervisa las Inversiones en Energía y sus Reglamentos (Decreto Supremo 005-97-EM), además de la Ley Complementaria 27.699 del Organismo Supervisor de la Inversión de Energía o OSINERG (la autoridad peruana de reglamentos eléctricos) y los reglamentos que rigen la resolución de conflictos que surjan dentro de esta institución (la Resolución 0826-2002-OS/CD). Los cambios incorporados a la Ley de Concesiones Eléctrica por medio de la ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica emitida durante 2006, de aquí en adelante la “Ley de Desarrollo Eficaz”, principalmente se relacionan con la puesta en marcha de un régimen de licitaciones para la compra de energía y capacidad por parte de

las distribuidoras, las modificaciones incorporadas al régimen legal de transmisión, los cambios en la estructura del operador del sistema y el cambio aplicado al régimen de acceso al mercado spot.

Algunas de las características más destacadas del marco regulatorio que se aplica al sector eléctrico en Perú son: (i) la desintegración vertical o la separación de las tres actividades principales: la generación, transmisión y distribución; (ii) la libertad de precios para la oferta de energía en mercados competitivos y un sistema de precios regulados que se basa en el principio de eficiencia (la correcta asignación y utilización de recursos y el suministro de electricidad a costos mínimos) junto con un régimen de licitaciones para la contratación de energía y capacidad por parte de las distribuidoras; y (iii) la operación privada de los sistemas interconectados de electricidad sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio (el cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos que afectan el sector).

El principal sistema interconectado está preparado para suministrar energía mediante una línea de transmisión interconectada (TIE) hacia Ecuador, pero los contratos comerciales y operacionales siguen en la etapa de negociación.

En Perú, el MEM define las políticas del sector de energía y normaliza los temas relacionados con el medioambiente, además del otorgamiento, la supervisión, el vencimiento y el término de licencias, permisos y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución, entre otras. El OSINERG es una entidad reglamentaria pública y autónoma que se estableció en 1996 para el control del cumplimiento de los reglamentos legales y técnicos asociados a las actividades de electricidad e hidrocarburos, además de la conservación del medioambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. En septiembre de 2001, la Comisión de Tarifas de Energía, o la CTE, llegó a formar parte del OSINERG. En consecuencia, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG realiza las funciones de la CTE que incluyen la publicación de tarifas reguladas. El Comité de Operación Económica del Sistema, o el COES, coordina el despacho de electricidad del SIEN de Perú y prepara el estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos anuales de los precios de barra. Con la promulgación de la ley 28.832, el COES de Perú consistirá en compañías de distribución, transmisión y generación además de los usuarios con un consumo mayor que 1 MW, denominados usuarios libres.

A partir de octubre de 1997 se establecieron unas normas técnicas para comparar la calidad y las condiciones del servicio entregado por las compañías eléctricas. A partir de octubre de 1999, aquellas compañías que no cumplen con las normas mínimas de calidad están sujetas a multas y recargos impuestos por el OSINERG, además de los mecanismos compensatorios para aquellos clientes cuyo servicio no cumple con las normas.

Despacho y fijación de precios

La metodología de despacho y de fijación de precios al nivel de generación en Perú se parece a la metodología de despacho y la fijación de precios en Chile, salvo que en Perú se refiere a los precios de “nudo” como precios de barra y a los clientes no regulados como “usuarios libres” y son aquellos clientes con una demanda de capacidad mayor que 1 MW y no están sujetos al precio de barra regulado. El suministro a clientes con una demanda de capacidad menor que 1 MW se consideran suministros de servicio público y se refieren a estos clientes como “clientes regulados”. Sin embargo, de acuerdo a la Primera Disposición Complementaria de la Ley 28.832, los clientes regulados, cuya demanda anual está dentro de los límites de demanda a ser establecidos en la Disposición Complementaria, podrán optar por ser usuarios libres. Deben dar aviso de su decisión con una anticipación de al menos un año y deben quedarse dentro de una sola categoría de clientes durante tres años.

Desde 1999, el pago por capacidad se determina con relación a un componente garantizado fijo basado en la eficacia de cada central y un componente variable que depende del nivel de despacho de cada central.

La Ley 28.832 aprobó una modificación al régimen de acceso al mercado spot, que anteriormente se limitaba a las generadoras. Con esta nueva ley, además de las generadoras, las distribuidoras y los usuarios libres con gran volumen y una capacidad contratada superior a los 10 MW podrán acceder el mercado spot. Los términos de dicho acceso se definirían en un reglamento que se espera publicar en el año 2007.

Las distribuidoras sin contrato de suministro eléctrico

Durante 2006, las distribuidoras sin contrato de suministro seguían retirando energía y capacidad del SEIN sin pagar a las generadoras. El operador del sistema, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES),

continuaba asignando a las generadoras el retiro de energía y capacidad no contratadas en proporción a sus ingresos por capacidad instalada.

En diciembre de 2006, el Decreto de Urgencia 035-2006 estableció disposiciones legales específicas para resolver, en el año 2006, las contingencias que se originaron por la falta de contratos de suministro eléctrico por parte de las distribuidoras que consumían electricidad del SEIN sin pagar. Las compañías de generación no facturaban a las distribuidoras sin contrato de suministro los retiros que ellas hacían ya que suponían que el COES no asignaba correctamente los montos.

La aprobación del Decreto de Urgencia 035-2006 le permitió a Edegel cobrar deuda que se originó durante 2006 por el retiro de energía no contratada. Adicionalmente, permitió que a Edegel se le asignara menos energía que el monto originalmente asignado por el COES al precio de barra. Al saldo se le asignó el valor de costo marginal.

Transmisión

A nivel de transmisión en Perú, las líneas transmisoras se dividen en dos sistemas, el principal y secundario. Todas las generadoras tienen acceso a las líneas del sistema principal, las que les permiten llevar electricidad a todos los usuarios. El concesionario de la transmisión recibe una remuneración anual garantizada (RAG) además del ingreso proveniente de las tarifas y los peajes de conexión que reflejan un cargo por kW. Todas las empresas generadoras tienen acceso a las líneas del sistema secundario, pero son utilizadas únicamente para servir a ciertos usuarios, los cuales deben efectuar los pagos en relación al uso que le dan al sistema.

La Ley 28.832 incorpora importantes cambios al marco legal de la transmisión. El propósito de este nuevo reglamento es fomentar nuevas inversiones en el sector de transmisión. A la luz de una mayor demanda en Perú y las nuevas inversiones de generación, las inversiones a realizarse en la transmisión son necesarias para permitir la transmisión de energía en todo el SEIN. Las nuevas líneas transmisoras serán de propiedad del Sistema de Transmisión Garantizada o el Sistema de Transmisión Complementario, el cual está conformado por todas las líneas de transmisión construidas voluntariamente por los participantes de la industria. Las concesiones que corresponden al Sistema de Transmisión Complementario se otorgarán mediante un proceso de licitación pública. La tarifa que deben pagar los concesionarios del Sistema de Transmisión Garantizada se determinará sobre la base de las inversiones realizadas y los costos de una operación y mantenimiento eficaces.

La fijación de precios de distribución

La Ley 28.832 establece un régimen de licitación para las distribuidoras para la adquisición de energía y capacidad de las generadoras. La aprobación de este mecanismo tiene importancia para las generadoras puesto que establece un mecanismo para definir el precio durante la duración del contrato que no fija el regulador.

En consecuencia, las ventas de capacidad o energía que realizan las generadoras a las distribuidoras para luego revenderla a sus clientes regulados, se deben realizar a los precios de barra que fija el OSINERG o a los precios fijos que se definen en las subastas públicas realizadas de acuerdo a las disposiciones de la Ley 28.832. Desde 2005, los precios de barra para capacidad y energía se publican anualmente. Son los precios máximos para la electricidad que adquieren las distribuidoras para transferirla a los clientes regulados, salvo en el caso de los contratos celebrados como producto de la licitación pública, en cuyo caso, los precios que se transferirán a los clientes regulados serán los precios firmes.

En la Resolución 402 del Osinerg se aprobó el Marco General y el Contrato Modelo para las licitaciones que las distribuidoras llevaron a cabo en 2006.

Las tarifas de electricidad para un consumidor del Servicio Público de Electricidad (clientes regulados) incluyen los pagos por la energía y capacidad de la generación y transmisión (precios de barra) y del VAD (el valor agregado por distribución) que considera una rentabilidad regulada sobre el capital invertido, los costos fijos de operación y mantenimiento y una norma para las pérdidas por distribución de energía.

Las primeras subastas que se celebraron de conformidad al marco antes señalado se realizaron en diciembre de 2006, producto de las cuales, casi toda la demanda de 2007 se ha cubierto adecuadamente con contratos de suministro. La demanda de 2008, 2009 y 2010 se ha asignado parcialmente gracias a las licitaciones. Por ende, son las distribuidoras las que tendrán que celebrar nuevas licitaciones para cubrir el saldo que corresponde a esos años.

Las concesiones

Se requiere una concesión para las actividades de generación eléctrica cuando una central de generación hidroeléctrica o geotérmica tiene una capacidad instalada superior a los 10 MW.

Es necesario obtener un permiso para realizar las actividades de generación cuando:

- la capacidad instalada de una central termoeléctrica es superior a los 500 kW; o
- la capacidad instalada de una central hidroeléctrica o geotérmica es entre 500 kW y 10 MW.

Una concesión para las actividades de generación eléctrica constituye un acuerdo entre la empresa generadora y el Ministerio de Energía y Minas, mientras que un permiso es simplemente la autorización unilateral concedida por el ministerio. El ministerio concede los permisos y las concesiones por un plazo indefinido aunque su término está sujeto a los mismos requisitos y consideraciones que se aplican al término de una concesión según los procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y sus reglamentos y modificaciones.

Los reglamentos de la cogeneración

Por medio del Decreto Supremo 037-2006 se sustituyeron los reglamentos que rigen la cogeneración, los cuales establecían las reglas básicas para la utilización de la energía generada como resultado de las actividades de producción industrial. Esta disposición legal tiene importancia para Edegel y todas las empresas generadoras en el SEIN ya que las centrales de “cogeneración” podrán participar en el COES y comercializar su energía en el SEIN.

Los reglamentos ambientales

El marco legal ambiental que se aplica a las actividades relacionadas con la energía en Perú se establece bajo la Ley del Medioambiente (Ley 28.611) y en los Reglamentos para la Protección Ambiental relacionados con las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 029-94-EM). El Ministerio de Energía y Minas dicta las disposiciones legales ambientales específicas para las actividades que se realizan en la industria eléctrica y OSINERG es la parte responsable de supervisar su aplicación e implementación. De conformidad a la Ley del Medioambiente, el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) es la entidad estatal responsable de: (i) diseñar las políticas ambientales generales para toda actividad industrial realizada en el país; y (ii) establecer los lineamientos generales por los cuales se deben regir los distintos organismos estatales en cuanto a los reglamentos ambientales específicos para su sector.

C. Estructura organizacional

Los datos a continuación representan una breve descripción de las filiales más importantes de Endesa Chile para el período abordado en el presente informe.

Endesa Costanera (Argentina)

Endesa Costanera es una empresa generadora de electricidad cuyas acciones se cotizan en Argentina y que tiene una capacidad instalada total de 2.319 MW en Buenos Aires que incluye dos turbinas con una capacidad acumulada de 1.460 MW de una instalación generadora a petróleo y a gas más una central de ciclo combinado a gas natural con una capacidad de 859 MW que entró en operación en diciembre de 1998. Se adquirieron estas instalaciones del estado argentino después de la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. en 1992 cuando Endesa Chile adquirió una participación de 24%. Posterior a eso, Endesa Chile aumentó su participación en dicha empresa a un total de 64,3% a través de su filial Endesa Argentina.

El Chocón (Argentina)

El Chocón es una empresa generadora eléctrica, constituida en Argentina, ubicada entre las Provincias de Neuquén y Río Negro en el sur de Argentina (la Zona de Comahue). Cuenta con dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada acumulada de 1.320 MW. Actualmente El Chocón es la segunda central hidroeléctrica más grande en Argentina. Esta concesión a 30 años fue otorgada por el estado argentino a nuestra filial, Hidroinvest S.A., que compró el 59% de las acciones en julio de 1993 durante el proceso de privatización. Endesa Chile opera El Chocón a cambio de una compensación según lo establecido en un contrato de operaciones con un plazo igual a la duración de la concesión. Endesa Chile cuenta con una participación indirecta del 47,4% y una participación con derecho de voto de 65,2% en El Chocón.

Pehuenche (Chile)

Pehuenche, una empresa de generación conectada al SIC, es propietaria de tres centrales al sur de Santiago en la cuenca hidrológica de alta pluviosidad del río Maule con una capacidad instalada total de 695 MW. Su central Pehuenche de 566 MW entró en operación en 1991, su central Curillinque de 89 MW comenzó a operar a fines de 1993, y su central Loma Alta de 40 MW comenzó a operar en Agosto de 1997. Endesa Chile tiene el 92,65% del capital social de Pehuenche.

Pangue (Chile)

Pangue fue creada para construir y operar la central hidroeléctrica de capacidad instalada de 467 MW en el río Bío-Bío. La primera unidad entró en operación el 31 de Octubre de 1996, mientras que la segunda unidad comenzó a operar el 3 de febrero de 1997. Endesa Chile tiene el 94,98% del capital social de Pangue.

Celta (Chile)

Celta está constituida en Chile y fue formada en noviembre del 1995 para construir y operar una central térmica a carbón de 182 MW en el SING. Endesa Chile es propietaria del 100% de la filial Celta.

San Isidro (Chile)

San Isidro se constituyó en Chile en febrero del 1996 para construir y operar una central térmica de ciclo combinado de 379 MW en Quillota en la Quinta Región. La planta comenzó sus operaciones comerciales en octubre de 1998 y se construyó una línea de transmisión de 9 kilómetros para conectar esta central térmica al SIC. La propietaria de este sistema de transmisión es la empresa Transquillota Ltda., en la cual San Isidro tiene una participación de 50%. Endesa Chile tiene una participación del 100% en San Isidro.

Ingendesa (Chile)

Ingendesa es una empresa de ingeniería multidisciplinaria fundada a fines del año 1990. Su propósito es proveer servicios de ingeniería, administración de proyectos y servicios relacionados en Chile e internacionalmente. Por lo tanto, ofrece todas las especialidades necesarias: los servicios de ingeniería civil, mecánica y eléctrica, metalurgia, arquitectura y medio ambiente. Ingendesa es una filial de propiedad de Endesa Chile en la que la Compañía tiene una participación del 97,6%.

Emgesa (Colombia)

Emgesa tiene una capacidad de generación instalada total de 2.238 MW. El 2 de marzo de 2006, Emgesa adquirió los activos de Termocartagena (202) MW, a través de un proceso de licitación pública. El 15 de septiembre de 1997, Central Hidroeléctrica de Betania, a través de su filial Inversiones Betania S.A. y en asociación con Endesa Desarrollo S.A. de España, a través de la compañía Capital de Energía S.A. (CESA), se adjudicó el control de la empresa generadora Emgesa, con el 48,5% de las acciones. El 30 de enero de 2006 y debido a la reestructuración social, CESA dejó de existir. Empresa de Energía de Bogotá S.A. tiene una participación directa en Emgesa del 51.5%. La participación indirecta de Endesa Chile en Emgesa es el 22,9%.

Betania (Colombia)

Betania es una central de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada de 541 MW y se encuentra ubicada en el cruce de los ríos Magdalena y Yaguará, en el sudoeste de Colombia. En diciembre de 1996, un consorcio conformado por Endesa Chile, con una participación del 75%, y la empresa colombiana Corfivalle, con el 25% restante de la participación, se adjudicó el 99,9% del capital social en Betania. En 1999, posterior a un aumento de capital en la que Corfivalle no participó, la participación económica de Endesa Chile en Betania subió al 85,6%. El 29 de diciembre de 2006, la compañía colombiana Corfivalle transfirió los activos de Betania a Endesa Chile, aumentando así la participación económica de Endesa Chile en Betania a 99,99%.

Edegel (Perú)

Edegel es una empresa de generación eléctrica que Endesa Chile adquirió en 1995. Actualmente Edegel es propietaria de siete centrales hidroeléctricas (Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampani, Yanango y Chimay) y dos centrales térmicas (Santa Rosa y Ventanilla), con una capacidad instalada combinada de 1.426MW. En 2000, Edegel terminó la construcción de dos centrales hidroeléctricas, Yanango (43 MW) y Chimay (151 MW), y una línea de transmisión de 220 kV, uniendo ambas centrales al sistema peruano. En junio de 2006, Endesa Chile en Perú finalizó la fusión de Edegel y Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (“Etevensa”), una generadora térmica de 457 MW. Como resultado de esta fusión, la participación de Endesa Chile en Edegel pasó de 37,90% a una participación indirecta de 33,1%. Endesa Chile tiene una participación con derecho de voto de 55,4% en Edegel a través de Generandes Perú S.A.

Compañías coligadas seleccionadas

CEMSA (Argentina)

CEMSA es responsable de la comercialización de electricidad, incluyendo las importaciones y exportaciones de energía. A la fecha del presente informe anual, Endesa Chile tiene una participación indirecta en CEMSA del 45%. El otro accionista de CEMSA es Endesa España. CEMSA está constituida en Argentina.

Electrogas (Chile)

Electrogas se incorporó a fines de 1996. El objetivo de esta compañía es ofrecer el servicio de transporte de gas natural a la Quinta Región de Chile, especialmente a las centrales de ciclo combinado San Isidro y Nehuenco en Quillota. La participación indirecta y directa de Endesa Chile en esta compañía es el 42,5%. Los otros accionistas son Colbún S.A. y Enap.

GasAtacama (Chile)

Endesa Chile tiene una participación total del 50% en GasAtacama. CMS Energy Corp. (CMS), mantiene la participación restante del 50% de la empresa. El objetivo de esta compañía es administrar sus filiales, incluyendo Gasoducto Atacama Chile S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A. y GasAtacama Generación, las cuales participan en la generación de electricidad y el transporte de gas natural.

Gasoducto Atacama (Chile)

Gasoducto Atacama fue creada de conformidad a las leyes de Chile con el fin de transportar gas natural tanto dentro de Chile como en el exterior, incluyendo la construcción e instalación de tuberías y cualquier otra actividad relacionada. La compañía es dueña del lado chileno del gasoducto de gas natural con una capacidad de transporte diario de hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas desde el norte de Argentina hasta Mejillones en Chile; la compañía comenzó a suministrar gas al SING en julio de 1999 y también es propietaria de un tramo de dicho gasoducto que va desde Mejillones a Taltal en Chile que se añadió en 2000, permitiendo así que la central térmica Taltal de 245 MW de Endesa Chile entrara en servicio ese mismo año, suministrando electricidad al SIC.

La compañía Gasoducto Atacama Compañía Limitada cambió su nombre a Gasoducto Atacama Chile Limitada en octubre de 2002 y lo cambió nuevamente en diciembre de 2003 a Gasoducto Atacama Chile S.A. Endesa Chile mantiene una participación indirecta del 50% en Gasoducto Atacama.

GasAtacama Generación (Chile)

El propósito de esta compañía constituida en Chile es generar, transmitir, comprar, distribuir y vender energía eléctrica en el SING. Posee y opera dos centrales de ciclo combinado que en su conjunto tienen una capacidad instalada de generación de 780 MW.

Endesa Brasil (Brasil)

Conjuntamente con Endesa Internacional, Enersis y Chilectra, las cuales han transferido sus respectivos activos en Brasil, hemos constituido una sociedad de inversión llamada Endesa Brasil, creando así la tercera entidad eléctrica privada más importante en el mercado brasileño. Endesa Brasil se constituyó en Brasil en junio de 2005 y busca capitalizar las crecientes oportunidades en el mercado brasileño. La participación de Endesa Chile en Endesa Brasil suma el 37,9% al momento de la incorporación, mediante la cual sus filiales Edegel S.A. y Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. contribuyeron sus activos en Cachoeira Dourada S.A. (92,5%), CIEN (45%), CTM (45%) y en TESA (45%). Como resultado de esta fusión, la participación de Endesa Chile en Edegel pasó de 37,9% a 33,1%, reduciendo así la propiedad de Endesa Chile en Endesa Brasil y la participación total de Endesa Chile en Endesa Brasil a 37,65%.

El objetivo de esta compañía es la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica en Brasil. Posee y opera una central de ciclo combinado de 319 MW, Fortaleza, la que se ubica a 50 kilómetros de la capital del estado brasileño de Ceará y que entró en operaciones comerciales en diciembre de 2003; una central hidroeléctrica de pasada, Cachoeira Dourada, con una capacidad de generación instalada de 658 MW y ubicada en el estado de Goias, al sur de Brasilia; dos líneas de transmisión que operan en Brasil en la comercialización y transporte de electricidad entre Argentina y Brasil por medio de dos líneas de interconexión de 1.000 MW entre Argentina y Brasil; una distribuidora, Ampla, la segunda distribuidora de electricidad más importante del estado de Río de Janeiro, participa principalmente en la distribución de electricidad a 66 municipalidades en este estado y presta servicios a 2,1 millones de clientes dentro de un área de concesión de 32.054 kilómetros cuadrados, con una población estimada de 4,1 millones de personas; y una distribuidora, Coelce, la única distribuidora de electricidad en el estado de Ceará, en la zona noreste de Brasil y que presta servicios a más de 2,3 millones de clientes dentro de un área de concesión de 148.825 kilómetros cuadrados.

Hidroaysén (Chile)

El 31 de agosto de 2006, el directorio de Endesa Chile aprobó la constitución de la compañía Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. El directorio de Hidroaysén se estableció el 6 de septiembre y el acuerdo de los accionistas se suscribió el 10 de octubre, definiendo así la contribución de capital de Endesa Chile en el 51%. Colbún, una generadora chilena que no está relacionada con nosotros, mantiene la participación restante de 49%. El propósito de esta compañía es generar electricidad a través de cuatro centrales con una capacidad de generación de 2.400 MW.

GNL Chile (Chile)

El 20 de junio de 2005, Endesa Chile participó en la organización de una licitación internacional para buscar, seleccionar y adjudicar a uno o más de un proveedor de gas natural licuado (GNL) el transporte del gas a un puerto ubicado en la Bahía de Quintero en la V Región de Chile y el almacenaje, regasificación y entrega a los compradores de gas natural dentro de la zona central chilena. El 16 de noviembre de 2005, Endesa Chile junto con ENAP, Colbún, Metrogas y AESGener formaron una sociedad para administrar la elaboración del proyecto de gas natural licuado para Chile, a saber, Gestora del Proyecto GNL S.A. ("Proyecto GNL"). Una vez finalizado el proceso de licitación, en el cual se adjudicó el contrato a *British Gas*, Gestora del Proyecto GNL Chile se modificó para llamarse GNL Chile. El 1 de abril de 2006, Colbún y AESGener anunciaron su retiro del proyecto, aumentando así la participación de Endesa Chile en esta compañía al 33,3%.

La tabla que aparece a continuación muestra las principales filiales y compañías coligadas de Endesa Chile y el porcentaje que tiene Endesa Chile en la propiedad de cada filial y compañía coligada (para mayor información sobre el poder de votación en cada filial, véase el Anexo 8.1):

Porcentaje de la participación económica en cada filial y compañía coligada por país

FILIALES (al 31 de diciembre de 2006)

GENERACIÓN					SERVICIOS DE INGENIERÍA INFRAESTRUCTURA(1)	
Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú	Chile	Chile
Endesa Costanera 64,26% Hidroeléctrica El Chocón 47,44%		Pehuenche 92,65% Pangue 94,98% (2) Celta 100% San Isidro 100%	Emgesa 23,45% Betania 99,99%	Edegel 33,06% (4)	Ingendesa 98,75%	El Melón 99,95%
Compañía coligadas (todos los segmentos comerciales)						
CEMSA 45%	Endesa Brasil (3) 37,85%	GasAtacama 50% Electrogas 42,5% Gasoducto Atacama Chile 50% Gasoducto Atacama Argentina 50% Gasoducto Taltal 50% Tranquillota 37,5% HidroAysén 51%				

- (1) El 23 de junio de 2003, Endesa Chile cerró la venta de Infraestructura Dos Mil con la compañía española OHL Concesiones, S.L., una filial de la empresa española Obrascón Huarte Lain S.A. Por medio de Infraestructura Dos Mil, Endesa tiene una participación del 60,04 % en Sociedad Concesionaria Autopista del Sol y del 58,36% en Sociedad Concesionaria Autopista Los Libertadores.
- (2) Endesa Internacional mantiene una participación del 5,01% en Pangue.
- (3) La participación económica en Endesa Brasil disminuyó de 37,85% al mes de diciembre de 2005 a 37,65% al mes de diciembre de 2006 producto de la reducción de la participación indirecta de Endesa Chile en Edegel debido a la fusión de Edegel y Etevensa.
- (4) En junio de 2006, Endesa Chile en Perú logró fusionar Edegel y *Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.* ("Etevensa"), una central de generación térmica de 457 MW.

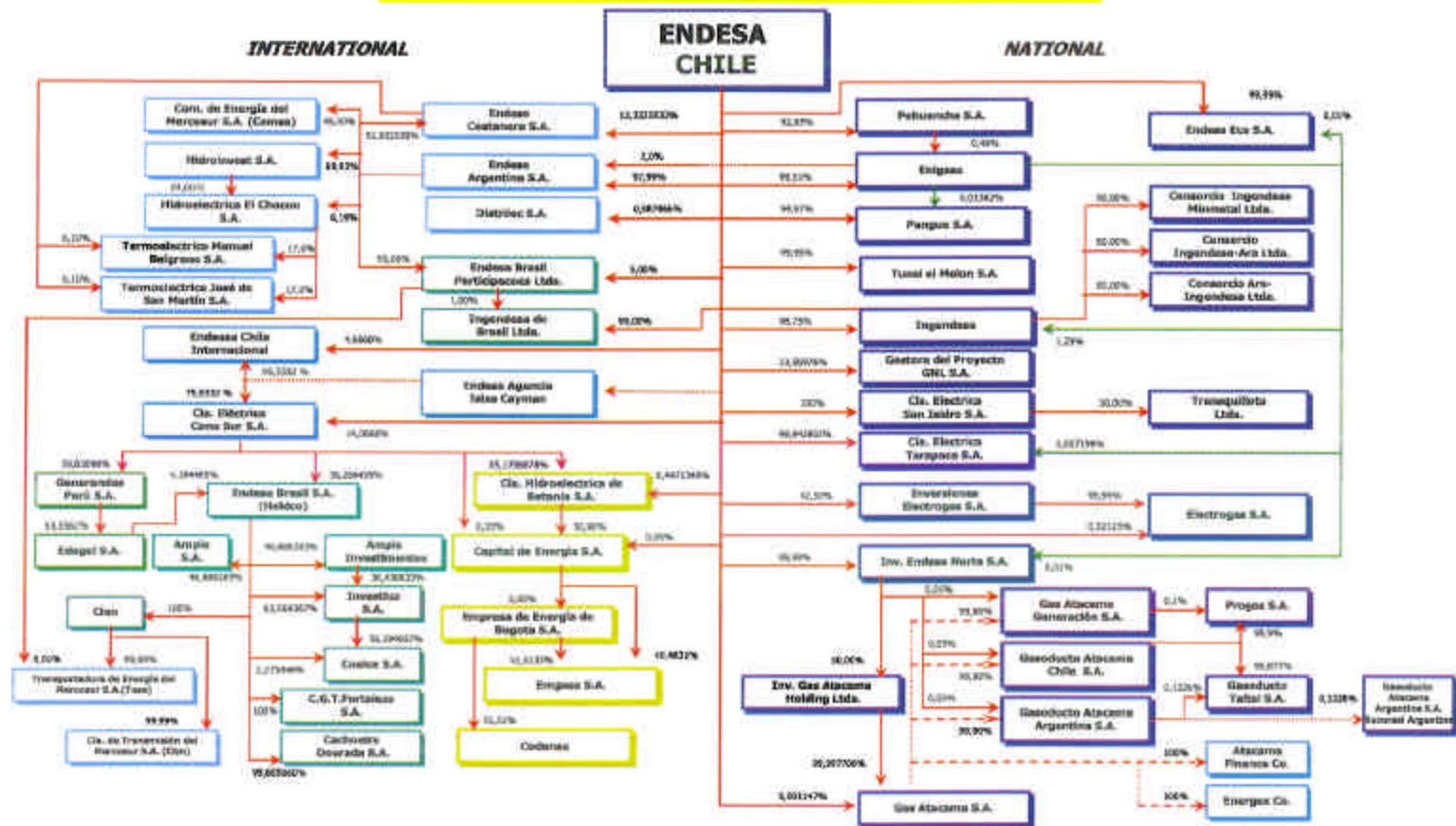
Continuamente evaluamos la reorganización potencial de nuestros activos con el propósito de optimizar las consideraciones operacionales, financieras y tributarias. En la actualidad esperamos realizar dos transacciones de esa naturaleza; a saber, la reorganización de nuestras propiedades en Colombia. El objetivo del proyecto colombiano es reorganizar los activos para alcanzar sinergias financieras y de generación a través de la fusión de Emgesa y Betania, cuya capacidad instalada suma los 2.239 MW y 541 MW, respectivamente. La participación de Endesa Chile en Emgesa alcanza el 23,5% y en Betania suma el 99,99%.

La tabla que aparece a continuación demuestra la participación directa e indirecta de Endesa Chile en todas las compañías al 31 de diciembre de 2006:



Endesa Chile Group

Consolidated List of Subsidiaries as of December 31, 2005



D. Propiedad, plantas y equipos

Las principales propiedades de Endesa Chile en Chile consisten en sus 22 centrales de generación eléctrica detalladas a continuación además de los 27.793 metros cuadrados que conforman los edificios de su casa matriz en Santiago.

Una parte importante del flujo de caja y de la utilidad neta de Endesa Chile se deriva de la venta de electricidad producida por sus centrales de generación eléctrica. Los daños importantes incurridos en una o más de una de las principales centrales de generación eléctrica de Endesa Chile o la interrupción de la producción de electricidad, sea producto de terremotos, inundaciones, actividad volcánica u otra causa, tendrían efectos significativos adversos en las operaciones de Endesa Chile. Por tanto, Endesa Chile asegura todas sus centrales de generación eléctrica contra terremotos, incendios, inundaciones y otras ocurrencias similares y contra daños ocasionados a raíz de acciones de terceros. Dicho seguro se basa en el avalúo de las instalaciones según lo determinado de vez en cuando por parte de un tasador independiente. Sin embargo, sobre la base de los estudios geológicos, hidrológicos y de ingeniería realizados, la administración de Endesa Chile opina que el riesgo de un evento de este tipo es remoto. De conformidad con las pólizas de seguro de Endesa Chile, las indemnizaciones pagadas están sujetas a los deducibles habituales más otras condiciones. Endesa Chile también mantiene un seguro para interrupciones de servicio que le proporciona cobertura en caso de cualquier falla ocurrida en cualesquiera de sus instalaciones por un período de hasta 18 meses, comenzando después del período deducible.

Adicionalmente, Endesa Chile consolida los ingresos de compañías generadoras en Argentina, Colombia y Perú que consisten en un total de 25 centrales de generación detalladas a continuación, las cuales se suman a las centrales en Chile para un total de 47 centrales generadoras. La gerencia de cada filial es responsable de aprobar la cobertura de seguro que se contrata en el exterior, tomando en consideración la calidad de las aseguradoras junto con las necesidades, condiciones y evaluaciones de riesgo de cada instalación generadora y se basa en las pautas corporativas generales dictadas por Endesa Chile.

Todas las pólizas de seguro se adquirieron de aseguradoras internacionales de prestigio y la Compañía monitorea la industria aseguradora en forma continua con el fin de obtener lo que considera las coberturas y primas más razonables de una perspectiva comercial disponibles en el mercado.

La tabla que aparece a continuación identifica las centrales que Endesa Chile posee al final de cada año y sus características básicas:

<u>País/compañía</u>	<u>Central</u>	<u>Tipo de central (4)</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
				MW(1)	
Argentina					
Endesa Costanera	Total		2.303	2.304	2.319
	Costanera Turbina a vapor	vapor / gas natural + fuel oil	1.131	1.131	1.138 (2)
	Costanera Ciclo Combinado II	ciclo combinado/gas natural + petróleo diesel	852	851	859 (2)
	Central Buenos Aires(CBA) Ciclo Combinado I	ciclo combinado/gas natural	320	322	322
El Chocón	Total		1.320	1.320	1.320
	Chocón	de embalse	1.200	1.200	1.200
	Arroyito	de pasada	120	120	120
Capacidad total en Argentina			3.623	3.624	3.639
Brasil (3)					
Cachoeira Dourada	Cachoeira Dourada	de pasada	658	-	-
Capacidad total en Brasil			658	-	-
Chile					
Endesa Chile	Total		2.754	2.754	2.754
	Hidroeléctrica total		2.254	2.254	2.254
	Rapel	de embalse	377	377	377
	Cipreses	de embalse	106	106	106
	El Toro	de embalse	450	450	450
	Los Molles	de pasada	18	18	18
	Sauzal	de pasada	77	77	77
	Sauzalito	de pasada	12	12	12
	Isla	de pasada	68	68	68
	Antuco	de pasada	320	320	320

<u>País/compañía</u>	<u>Central</u>	<u>Tipo de central (4)</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
				MW(1)	
	Abanico	de pasada	136	136	136
	Ralco	de embalse	690	690	690
	Térmica total		500	500	500
	Huayco	vapor/carbón	16	16	16
	Bocamina	vapor/carbón	128	128	128
	Diego de Almagro (5)	gas/petróleo diesel	47	47	47
	Huayco	gas/IFO 180 Oil	64	64	64
	Taltal	gas/gas natural/petróleo diesel(6)	245	245	245
Pehuenche	Total		695	695	695
	Pehuenche	de embalse	566	566	566
	Curillinque	de pasada	89	89	89
	Loma Alta	de pasada	40	40	40
Pangue	Pangue	de embalse	467	467	467
San Isidro	San Isidro	Ciclo combinado/gas natural + petróleo diesel	379	379	379
Celta	Total		182	182	182
	Tarapacá	vapor/carbón	158	158	158
	Tarapacá	gas/petróleo diesel	24	24	24
Capacidad total en Chile.....			4.477	4.477	4.477
Colombia					
Emgesa	Total		2.069	2.116	2.238
	Guavio (7)	de embalse	1.150	1.164	1.163
	Paraíso	de embalse	276	276	276
	La Guaca	de pasada (8)	324	325	325
	Termozipa	vapor/carbón	223	235	236
	Cartagena (9)	vapor/gas natural + petróleo diesel	-	-	142
	Plantas menores (10)	de pasada	96	116	96
Betania	Betania	de embalse	540	541	541
Capacidad total en Colombia			2.609	2.657	2.779
Perú					
Edegel	Total		967	969	1.426
	Huincó	de pasada	247	247	247
	Matucana	de pasada	129	129	129
	Callahuanca	de pasada	75	75	75 (11)
	Moyopampa	de pasada	65	65	65
	Huampani	de pasada	30	30	30
	Yanango	de pasada	43	43	43
	Chimay	de pasada	151	151	151
	Santa Rosa	gas/gas natural+petróleo diesel	227	229	229
	Ventanilla (12)	ciclo combinado/gas natural	-	-	457
Capacidad total en Perú.....			967	969	1.426
Total Endesa Chile			12.334	11.727	12.321

(1) La capacidad instalada total definida como la máxima capacidad en MW de las unidades generadoras, bajo condiciones y características técnicas específicas, en la mayor parte de los casos es confirmada por Bureau Veritas mediante evaluaciones de garantía de satisfacción realizadas por los proveedores de equipos certificados durante 2006 de conformidad a la Norma 038 de Endesa Chile en relación a la definición de potencia máxima de las centrales hidroeléctricas y térmicas de Endesa Chile. Las cifras pueden ser distintas de la capacidad instalada declarada ante los organismos reguladores y clientes en cada país, según los criterios definidos por cada autoridad y los marcos contractuales correspondientes.

(2) Certificado por Bureau Veritas de conformidad a la Norma 038 de Endesa Chile de 2006.

(3) Cachoeira Dourada fue filial de Endesa Chile hasta el 30 de septiembre de 2005 cuando pasó a ser filial de Endesa Brasil.

(4) Los términos “de embalse” y “de pasada” se refieren a centrales hidroeléctricas que utilizan un embalse o un río, respectivamente, para mover las turbinas que generan la electricidad.

El término “vapor” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, el carbón, el diesel o el fuel oil para producir el vapor que mueve las turbinas que generan la electricidad.

El término “gas” (TG) o “ciclo abierto” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural o el diesel para producir el gas que mueve las turbinas que generan la electricidad.

El término “ciclo combinado” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, el diesel o el fuel oil para producir el gas que mueve las turbinas que generan la electricidad y que después recuperan el gas que escapa de este proceso para generar el vapor que mueve otra turbina.

- (5) Incluye una unidad adicional de la central Diego de Almagro (23 MW) que Endesa Chile alquila de Codelco desde 2001.
- (6) Una de las dos unidades generadoras de Tal Tal puede usar el combustible diesel como combustible alternativo en lugar del gas natural.
- (7) Durante 2005 se agregaron dos unidades auxiliares (7 MW cada una) a Guavio.
- (8) Opera en serie con El Paraíso.
- (9) Adquirida en 2006. Los datos representan el valor de la capacidad para las unidades 1 y 3. La unidad 2 se está reacondicionando y está recuperando capacidad.
- (10) Las centrales menores se registran con una capacidad total de 96,1 MW. Al 31 de diciembre de 2006, Emgesa poseía y operaba cinco centrales menores: Charquito, El Limonar, La Tinta, Tequendama y La Junca. El 1 de enero de 2006, la central menor San Antonio (19,5 MW) se retiró del SIN.
- (11) Al 31 de diciembre de 2006, las autoridades competentes aún no habían reconocido la recuperación de capacidad de esta central.
- (12) Durante 2006 Edegel y Etevensa se fusionaron y Edegel incorporó la central Ventanilla a sus activos de generación. El dato no es final ya que se agregaron eficiencias técnicas pero las autoridades competentes aún no las reconocen.

Además de las centrales de generación, Endesa posee otros activos cuya participación no es significativa, tales como sus activos de transmisión en Perú y el Túnel El Melón en Chile. En su totalidad, estos activos representan menos que 1% del valor de todos los activos consolidados de Endesa Chile.

Los temas medioambientales

La industria eléctrica está sujeta a extensos reglamentos ambientales que requieren la confección de estudios de impacto ambiental para obtener la aprobación de proyectos futuros. Las filiales de Endesa Chile han incluido siempre los reglamentos ambientales de las distintas jurisdicciones en las que operan en la planificación de sus proyectos de inversión. Durante 2006, la Compañía recibió la aprobación ambiental para los proyectos chilenos denominados Parque Eólico Canela (9,9 MW) y Minicentral Hidráulica Ojos de Agua (9 MW).

Durante 2000, Endesa Chile definió, como parte de su programa ambiental, metas específicas para sus activos de generación de conformidad a la norma internacional ISO 14.001. Para el mes de diciembre de 2006, la Compañía había cumplido con la certificación del 95,3% de su capacidad instalada en América de Sur.

Durante 2006, Endesa Chile avanzó con el logro de ese objetivo, obteniendo la certificación de una central en Chile (Bocamina, 128 MW) y otra en Colombia (Cartagena, 142 MW), recibiendo la certificación de más del 91% de todos sus activos de generación, lo que representa 43 de sus 47 instalaciones generadoras que produjeron el 95,9% de la generación eléctrica anual total de la Compañía en 2006.

Para el año 2007, la Compañía pretende certificar una central adicional ubicada en Perú, con lo cual que alcanzaría el 94% de la certificación total de sus activos de generación, equivalente al 99% de la capacidad instalada total de la Compañía.

Los proyectos de inversión

Se finalizó la construcción de dos nuevos proyectos de centrales, las cuales entraron en operación en 2006:

- i) Perú. El reacondicionamiento de la Central Callahuanca:

En 2004, celebramos contratos para el reacondicionamiento de la central Callahuanca de Edegel en Perú. Este proyecto consiste en renovar los equipos y sistemas de control y aumentar la capacidad en un total estimado de 7,5 MW. Este proyecto se finalizó en febrero de 2006.

- ii) Perú. La conversión de las turbinas UTI (*United Technologies International*):

El 17 de enero de 2006, el directorio de Edegel autorizó la conversión de dos turbinas, ubicadas en la central Santa Rosa, a una tecnología basada en gas (con una capacidad instalada total de 106 MW). Debido a esta conversión, se puede usar el gas natural como combustible principal para generar la capacidad instalada total de la central Santa Rosa. Entraron en operaciones en julio de 2006.

Los proyectos en construcción

i) Chile. Proyecto de expansión de la central San Isidro

Este proyecto consiste en la instalación de una turbina a gas de ciclo combinado de 379 MW ubicada al lado de San Isidro.

La instalación de los equipos principales de la turbina a gas se finalizó en 2006 (el generador, la turbina, el transformador principal, el rotor y el marco).

El proyecto consiste en tres etapas de construcción:

- 1era etapa (2007): la operación de la turbina de gas como ciclo combinado a diesel (220 MW).
- 2da etapa (2008): la operación de la turbina de gas como ciclo combinado a diesel (307 MW).
- 3era etapa (2009, la fecha depende de la llegada del GNL): la operación de la turbina de gas como ciclo combinado a GNL (377 MW).

ii) Chile. Central hidroeléctrica Palmucho

Este proyecto consiste en una central de pasada de 32 MW que aprovechará el flujo ecológico del embalse Ralco (27,1 m³/s) que se libera inmediatamente debajo del muro de la represa. En noviembre de 2006, se instaló la carcasa espiral de la unidad, una de las metas importantes de la construcción. Se espera que la central entre en operaciones durante el cuarto trimestre de 2007.

iii) Chile. Proyecto de generación eólica Canela

El proyecto de generación eólica Canela consiste en la construcción del primer parque de turbinas eólicas conectado al SIC chileno. Se ubica en el distrito de Canela Baja, Provincia de Choapa, IV Región de Chile. Endesa Eco está elaborando este proyecto.

El proyecto identifica dos etapas. La primera contempla la instalación de seis unidades de 1,7 MW cada una. La capacidad instalada total es de 10 MW. El permiso ambiental para esta etapa se aprobó en octubre de 2006. La segunda etapa incluye la instalación de cinco unidades idénticas adicionales con una capacidad instalada total de 8 MW. En diciembre de 2006, se preparó la documentación necesaria para la aprobación ambiental de la segunda etapa. Se espera que ambas fases finalicen en la segunda mitad de 2007.

iv) Chile. Proyecto Ojos de Agua

Este proyecto consiste en la construcción de una mini central hidroeléctrica en la VII Región de Chile que aprovecha las filtraciones de la laguna "La Invernada" para operar una turbina de aproximadamente 9 MW. Endesa Eco está preparando este proyecto.

El estudio de impacto ambiental se aprobó en julio de 2006. Las obras civiles se iniciaron en septiembre de 2006 y en diciembre de 2006 se recibió autorización de la Dirección General de Aguas para comenzar la construcción de dos instalaciones hidroeléctricas. Se espera terminar la construcción en 2008.

v) Chile. Oleoducto Concón Lo Venecia

Este proyecto, elaborado por Electrogás, contempla la instalación de un oleoducto para transportar el petróleo diesel de la refinería Concón hasta las turbinas de generación eléctrica de Colbún, San Isidro y Endesa Chile ubicadas en Lo Venecia, distrito de Quillota. El oleoducto API 5L-X52 de hierro tendrá un largo de 21 km y un diámetro de 8,625 pulgadas. El proyecto recibió su aprobación ambiental el 15 de enero de 2007. Se espera finalizar la construcción durante la primera mitad de 2007.

vi) Argentina. Proyecto Central Manuel Belgrano

Este proyecto consiste en la elaboración de una central por parte de Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., una compañía relacionada con Endesa Chile por medio de sus filiales, Endesa Costanera y El Chocón.

Este proyecto consiste en la instalación de una turbina a gas de ciclo combinado de 823 MW ubicada al lado de Campana, a 80 km de Buenos Aires. El 22 de noviembre de 2006, se firmaron los acuerdos de ingeniería, adquisición y construcción y de servicios a largo plazo con un plazo por 10 años. Siemens, Duro Felgueras y Soluciones Energéticas ganaron la licitación para la construcción. Se espera cumplir con una fecha para la puesta en marcha del primer equipo en el primer semestre de 2008.

vii) Argentina. Proyecto Central José de San Martín

Este proyecto lo está elaborando Termoeléctrica José de San Martín S.A., relacionada con Endesa Chile a través de sus filiales, Endesa Costanera y El Chocón.

Consiste en la instalación de una turbina a gas a ciclo combinado de 823 MW ubicada en Timbúes, 35 km al norte de Rosario. El 22 de noviembre de 2006, se firmaron los acuerdos de ingeniería, adquisición y construcción y de servicios a largo plazo con un plazo por 10 años. Siemens y Cotesa ganaron la licitación para la construcción. Se espera cumplir con una fecha para la puesta en marcha del primer equipo en el primer semestre de 2008.

Los proyectos en progreso

i) Chile. Terminal de recepción de GNL en Quintero

El proyecto GNL se está elaborando conjuntamente entre *British Gas*, *Metrogas*, *Enap* y *Endesa Chile*. Las instalaciones contemplan una capacidad de entrega de GNL de 9,6 millón m³/d y dos estanques de contención completos de 160.000 m³. El proyecto está en la fase final en que se incluyen los estudios de ingeniería, la negociación de los acuerdos comerciales y el contrato EPC con la empresa ganadora *Chicago Bridge & Iron*. Se espera finalizar los acuerdos e iniciar la construcción durante la primera mitad de 2007.

ii) Chile. Expansión de central Bocamina, segunda unidad

Ubicado en Coronel en la V Región de Chile, este proyecto aprovecha los servicios portuarios existentes, además de unas instalaciones auxiliares que corresponden a la primera unidad para el almacenaje y desecho de carbón. La segunda unidad se operará a polvo de carbón y contará con una capacidad instalada estimada en 350 MW. En julio de 2006, la evaluación de impacto ambiental se presentó a la autoridad regional y en este momento estamos esperando la aprobación. Endesa Chile ha invitado a cinco de las principales empresas internacionales a participar en la licitación del contrato EPC.

iii) Chile. Proyecto Los Cóndores

Este proyecto se ubica en la cuenca del Río Maule en la VII Región en Chile. Consiste en la construcción de una represa para una central, con una capacidad estimada de 140 MW, que recibiría los caudales del Lago Maule y aprovechará la entrada existente y una cañería de hormigón nueva con un largo de 4 kilómetros y un túnel de 9 kilómetros de largo.

Se espera completar la documentación necesaria para presentar la evaluación de impacto ambiental durante la segunda mitad de 2007. Adicionalmente, se espera finalizar durante el cuarto trimestre de 2007 la recomendación para adjudicar los contratos principales pero eso dependerá de la aprobación por parte de las autoridades ambientales.

iv) Chile. Proyecto Piruquina

El proyecto se ubica en la isla de Chiloé, a 17 km de Castro, y consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 6 MW que aprovechará el caudal del Río Carihueico. Las obras consisten en la construcción de un túnel de 170 metros y un canal de 350 metros. Se están elaborando los estudios de prefactibilidad y se espera finalizarlos durante el tercer trimestre de 2007.

v) Chile. Proyecto Neltume

Ubicado en la parte alta de la cuenca del Río Valdivia en la X Región de Chile, el proyecto aprovecha la energía potencial existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. Considera la construcción de una central hidroeléctrica de

403 MW con su entrada en el Río Fui. El estudio de factibilidad se espera finalizar durante el tercer trimestre de 2007 y servirá para preparar toda la documentación necesaria para presentar la evaluación de impacto ambiental.

vi) Chile. Proyecto Choshuenco

Ubicado en la provincia de Valdivia en la X Región de Chile, el proyecto consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de 134MW, con conductos hídricos mixtos (canales y túneles), que aprovecharán las aguas del Río Llanquihue entre los Lagos Neltume y Panguipulli. Choshuenco operará en series hidráulicas con Neltume. El estudio de factibilidad se espera finalizar durante el tercer trimestre de 2007 y servirá de ayuda para preparar toda la documentación necesaria para presentar la evaluación de impacto ambiental.

vii) Chile. Gasoducto Quintero Quillota

Elaborado por Electrogás, este proyecto contempla la instalación de un gasoducto para el transporte del gas natural que se obtendrá del terminal de recepción de GNL en Quintero. El gasoducto tendrá un largo de 28 km. Electrogás tiene una concesión otorgada por el Estado chileno para transportar el gas natural. Se ha obtenido la aprobación de la autoridad ambiental y se ha programado el inicio de la construcción para 2007, de tal forma que el gasoducto esté en condiciones para recibir el gas natural en la fecha prevista de la llegada del GNL cuando inicie sus operaciones.

viii) Chile. Proyecto HidroAysén

Endesa Chile transfirió a HydroAysén S.A. los derechos de agua y las obligaciones del Proyecto Aysén. Véase los Ítems 4.A y 4.C para los detalles sobre la constitución de HydroAysén. El proyecto consiste en la construcción de cuatro centrales hidroeléctricas, dos en el Río Baker (680 MW y 360 MW) y dos más en el Río Pascua (940 MW y 450 MW). El proyecto cumple con su programa y principalmente se está centrando en los estudios ambientales y de ingeniería in situ, los cuales se espera finalizar a mediados de 2007. En diciembre de 2006, HydroAysén encomendó la evaluación de impacto ambiental a un consorcio extranjero con experiencia que está encabezado por SWECO International. Se espera finalizar a fines de 2007.

Endesa Chile continuamente analiza las oportunidades de crecimiento en los distintos países en los cuales opera, con el objetivo de posibilitar la expansión de su valor.

Los gravámenes mayores

La deuda de Endesa Costanera con la *Mitsubishi Corporation* se utilizó para financiar la compra de equipos. Al 31 de diciembre de 2006, el valor de los activos puestos en garantía para esta deuda sumó Ch\$ 84 mil millones. Adicionalmente, Endesa Costanera ha ejecutado gravámenes a favor de *Credit Suisse First Boston* con el fin de garantizar un crédito por la suma de Ch\$ 25 mil millones al 31 de diciembre de 2006.

Pangue ejecutó los siguientes gravámenes e hipotecas: (1) la primera hipoteca de los derechos de agua y la propiedad donde se ubica la central; (2) un gravamen sobre las líneas eléctricas, la maquinaria y los equipos de la central; y (3) la prohibición de la venta, enajenación o gravamen de dichos activos, incluyendo la concesión definitiva para establecer la central Pangue. El valor de los equipos puestos en prenda fue Ch\$ 91 mil millones al 31 de diciembre de 2006. Estos gravámenes y prohibiciones garantizan las obligaciones de Pangue S.A. ante los prestamistas del proyecto: *Skandinaviska Enskilda Banken*, *Export Development Corporation* y *Kreditanstalt für Wiederaufbau*.

Edegel, producto de la fusión con Etevensa, tiene una deuda que utilizó Etevensa para financiar la construcción de la central Ventanilla. El valor de los equipos puestos en prenda para esta deuda fue Ch\$ 1,258 mil millones al 31 de diciembre de 2006.

Ítem 4A. Comentarios pendientes en relación al personal

No se aplica.

Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas

A. Resultados operacionales

General

Se debería leer el análisis a continuación en conjunto con nuestros estados financieros consolidados auditados según se incluyen en el Ítem 18 del presente informe anual y los “Datos financieros y operacionales consolidados seleccionados” incluidos en el Ítem 3 del presente documento. Nuestros estados financieros consolidados se preparan de acuerdo a los GAAP de Chile que difiere en algunos aspectos importantes de los U.S. GAAP Véase la Nota 32 a nuestros estados financieros consolidados auditados incluidos en el Ítem 18 del presente documento.

1. Discusión de los principales factores que afectan los resultados operacionales y la condición financiera de la Compañía

Hasta el mes de octubre de 2005, poseíamos y operábamos compañías de generación eléctrica en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A partir de esa fecha Endesa Chile dejó de consolidar Cachoeira Dourada, la central en Brasil, y contribuyó ese activo a Endesa Brasil (véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y el desarrollo de la Compañía” para obtener detalles sobre Endesa Brasil.) Los ingresos y el capital provienen principalmente de la actividad de generación eléctrica de Endesa Chile misma y nuestras filiales y compañía coligadas que operan en estos cinco países. Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006, los ingresos no relacionados con la generación representaron el 3%, 3% y 5%, respectivamente, de todos los ingresos consolidados en cada uno de los tres años.

Los factores tales y como las condiciones hidrológicas, los desarrollos reglamentarios, las acciones extraordinarias realizadas por las autoridades estatales y las condiciones económicas, incluyendo la tasa de crecimiento, la inflación y los tipos de cambio, en cada uno de los países en los cuales operamos, constituyen factores importantes a la hora de determinar nuestros resultados financieros. Además, nuestros resultados operacionales y la posición financiera que informamos son afectados considerablemente por el BT 64 que se relaciona con la consolidación de los resultados de nuestras compañías fuera de Chile, además de otras políticas contables críticas.

La estrategia que aplicamos a nuestra cartera, que consiste en operaciones en distintos países latinoamericanos, permite que los cambios importantes en un país se compensen con los cambios contrarios en otros países, lo que conlleva un impacto insignificativo en las cifras consolidadas. A continuación se presenta el impacto que tienen estos factores en nosotros para los años tratados en el presente informe.

a. Las condiciones hidrológicas

En lo que se refiere a la capacidad instalada en los años 2004, 2005 y 2006, aproximadamente el 69%, 67% y 64% de la capacidad instalada total de Endesa Chile fue hidroeléctrica, respectivamente. La capacidad hidroeléctrica consolidada se registró en 8.518 MW al 31 de diciembre de 2004, 7.898 MW al 31 de diciembre de 2005 y 7.876 MW al 31 de diciembre de 2006. La capacidad hidroeléctrica disminuyó en 2005 producto de la desconsolidación de Cahoeira Dourada en octubre de 2005. En 2006, la capacidad total aumentó en 457 MW con la llegada de la central de ciclo combinado de Ventanilla mediante la fusión de la filial peruana de Endesa Chile, Edegel, y la filial peruana de ENDESA S.A., Etevensa (véase el “Ítem 4. Propiedad, Plantas y Equipos” para detalles sobre Edegel). En consecuencia, al 31 de diciembre de 2006, alrededor del 64% de nuestra capacidad de generación dependía de las condiciones hidrológicas existentes en los países en los cuales operamos, aunque solamente las condiciones hidrológicas extremas tienen un impacto significativo en los resultados operacionales y la condición financiera de la Compañía.

Las condiciones hidrológicas para el período comprendido entre 2004 y 2006 no han ocasionado cambios importantes en la condición financiera ni en los resultados operacionales de Endesa Chile. La generación hidroeléctrica fue 34.858 GWh en 2004, 38.068 GWh en 2005 y 38.617 GWh en 2006. El resultado de explotación total fue Ch\$390,3 mil millones en 2004, Ch\$403,2 mil millones en 2005 y Ch\$504,5 mil millones en 2006.

En Endesa Chile podemos compensar el efecto en las ventas físicas y monetarias que tiene una hidrología baja (los niveles de los embalses, la pluviosidad y la nieve) en las áreas geográficas donde se encuentran nuestras centrales, con las compras de electricidad y la generación térmica. La capacidad térmica que posee la Compañía y su capacidad de adquirir electricidad de otras generadoras, dado el marco regulatorio de la industria en los países donde

operamos, permiten que Endesa Chile aumente su generación térmica y/o compre electricidad de otros actores de la industria con el fin de mantener el nivel de compras físicas cuando las condiciones hidrológicas ocasionan una reducción en la generación hidroeléctrica. Además, ante una hidrología baja, por lo general el precio de mercado de la electricidad reacciona mediante un aumento, dados la estructura de la industria y el porcentaje de la capacidad de generación hidroeléctrica en los países donde operamos. Por ende, una hidrología baja puede conllevar mayores ingresos (dependiendo de la ponderación de todos los efectos).

En relación a los gastos, los costos de explotación de la generación térmica y las compras de energía son siempre mayores que el costo económico de la generación hidroeléctrica de la Compañía. El costo de la generación térmica no depende directamente del nivel de la hidrología, en cambio el costo de las compras de electricidad en el mercado spot sí depende del nivel de la hidrología en los países donde operamos, debido a la importancia de la capacidad de generación hidroeléctrica en aquellos países.

En consecuencia, el impacto que tiene una hidrología baja en los resultados operacionales depende de la sensibilidad o la reacción del precio de electricidad en el mercado, de la gravedad del impacto de las condiciones hidrológicas en la generación hidroeléctrica de la Compañía, del costo de la generación térmica de la Compañía y de la necesidad de realizar compras de energía. El efecto en los precios de mercado puede compensar en parte o por completo (según las condiciones de todos los factores de mercado pertinentes) el mayor costo de ventas, lo que acarrea un impacto no significativo en los resultados operacionales. La generación térmica fue 12.508 GWh en 2004, 12.054 GWh en 2005 y 14.332 GWh en 2006. Los gastos de combustibles totales alcanzaron los Ch\$ 126,1 mil millones en 2004, Ch\$ 156,6 mil millones en 2005 y Ch\$ 234,1 mil millones en 2006. Las compras de energía llegaron a los 6.474 GWh en 2004, 6.396 GWh en 2005 y 4.730 GWh en 2006. El costo de las compras de energía fue Ch\$ 108,2 mil millones en 2004, Ch\$ 129,6 mil millones en 2005 y Ch\$ 121,8 mil millones en 2006.

b. Los cambios reglamentarios

La estructura reglamentaria que rige la industria eléctrica en los países donde operamos, incluyendo los modelos para fijar los precios de los clientes regulados, constituye un factor importante que puede tener un impacto significativo en los resultados operacionales de nuestras compañías. Desde 2004 hasta 2006, se ha entregado aproximadamente el 38% del volumen de ventas total de Endesa Chile a clientes regulados.

Las entidades fiscalizadoras de los países donde operamos consideran principalmente los siguientes factores en el cálculo de los precios: el costo de combustible, el nivel de los embalses, las inversiones futuras en la capacidad instalada y el crecimiento de la demanda; todos los cuales pretenden reflejar los gastos de inversión y de explotación en que las compañías de generación incurren y tienen por objetivo posibilitar un rendimiento razonable de las inversiones de dichas compañías con el fin de mantener la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda de los clientes.

La capacidad de adaptación de los marcos regulatorios de la industria eléctrica a las condiciones de mercado es fundamental y varía con el tiempo y en los países en los cuales operamos.

Los cambios reglamentarios significativos que se registraron durante el período abordado en el presente informe incluyen:

En Chile, en enero de 2004, el Congreso chileno aprobó el reglamento llamado la “Ley Corta” y entró en vigencia en marzo de 2004. Uno de los cambios más importantes introducidos por la Ley Corta consiste en una nueva metodología asociada a las compensaciones entregadas a los sistemas de transmisión y a la expansión de los mismos, reduciendo así los costos de transmisión de las generadoras al transferir parte del costo al cliente final. El reglamento también redujo del 10% al 5% la banda del precio de nudo regulado (denominada la banda del precio del mercado) para el precio de contrato del cliente libre, permitiendo que los precios regulados representen mejor los costos de generación del sistema. Finalmente, otra modificación importante consisten en la nueva definición de quienes constituyen un “cliente regulado”, el cual se define como un cliente final que tiene una capacidad de conexión de al menos 2000 kW y los clientes que tienen una capacidad de conexión de 500 kW hasta 2000 kW quienes optan por ser clientes no regulados (vigente en 2006). La nueva definición ha aumentando la clientela potencial de las generadoras.

El 19 de mayo de 2005, se promulgaron nuevas modificaciones a la Ley DFL 1 y la Ley 18.410 de la SEC con el fin de incentivar las inversiones en generación. De las modificaciones que se introdujeron, la más importante consiste en la introducción de un precio de nudo a largo plazo: un precio estable para los contratos a largo plazo para

suministrar a los clientes regulados, orientado a incentivar las inversiones en los activos de generación al reducir la volatilidad esperada de la recuperación de las inversiones. Esta ley establece además que las ventas a distribuidoras que no se realizan de conformidad con contratos ya existentes se deben realizar al costo marginal de energía y no al precio de nudo hasta diciembre de 2008, lo que refleja el costo real de generar energía en Chile. El cambio de mayor importancia se deriva de la redefinición de la Banda del Precio del Mercado, la cual se modificó del 5% uniforme (que se redujo de un 10% producto de la Ley Corta original) a un valor que fluctúa entre el 5% y el 30% según las condiciones de suministro de energía esperadas. Dado el aumento de los precios de combustibles en el mercado internacional y las restricciones aplicadas al gas regular en Argentina durante 2005 y 2006, los precios de contrato de los clientes no reflejaron en su totalidad los costos asociados a la generación de electricidad. La modificación de la Banda del Precio del Mercado ayudó a corregir esta distorsión al aumentar el precio de nudo regulado.

El 31 de octubre de 2006, de conformidad a las modificaciones incorporadas a la Ley Corta original, se celebró la primera subasta de energía. De los 11.760 GWh que ofrecimos como parte de la subasta, el 92,5% se asignaron al precio promedio de \$ 52,6 por MWh, lo que no incluye ningún cargo por capacidad. A partir del año 2010, estos contratos tendrán un plazo de entre 10 a 15 años. Durante el proceso, a Endesa Chile se le adjudicó 6.400 GWh al año, más del 54% de la oferta de energía, a un precio promedio de \$ 52,5 por MWh (lo que no incluye los cargos por capacidad). Puesto que el 76% de la capacidad instalada de Endesa Chile en Chile es hidroeléctrica, el precio y el monto contratado por Endesa Chile le permiten mantener un volumen óptimo del nivel de contratos y maximizar el rendimiento y minimizar el riesgo. Se ha programado una segunda subasta para el segundo trimestre de 2007.

En junio de 2004, el Ministerio de Economía de Chile hizo pública la Resolución 35 que aumentó la cantidad de horas que se consideran horas de pérdida de carga que se utilizan para determinar la capacidad de cada compañía eléctrica que suministra energía durante las horas de punta. Este cambio implicó el registro en los libros de contabilidad de una provisión de gastos por una suma de Ch\$ 2,6 mil millones en 2004 que afectó los resultados operacionales y el registro de una provisión de gastos fuera de explotación de Ch\$15,0 mil millones relacionados con la renegociación de gastos para los años 2000 al 2003. El 21 de enero de 2005, Endesa Chile anunció que la Compañía entregaría los pagos derivados de la renegociación, pese a que la Compañía presentó una demanda en los tribunales de Chile en contra del Fisco chileno, solicitando que la Resolución Ministerial 35 se declare nula e inválida con la causal de que el Ministro de Economía actuó fuera del alcance de sus competencias al dictarla. A la fecha de la presentación del presente documento, no se ha resuelto aún esta demanda.

En Brasil, en julio de 2004, por medio del Decreto 5163-2004 se definió el nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico, lo que afecta en particular la comercialización de electricidad y el proceso de concesiones para la entrada de nuevas centrales generadoras. Este marco nuevo separa la contratación libre de la contratación regulada, estableciendo que las distribuidoras realizarán sus compras mediante las concesiones organizadas por las entidades del Estado. El suministro de generación eléctrica para estas concesiones se dividió en la energía existente y la energía nueva (las centrales que comienzan a suministrar en el año 2008) y se asignó conforme con los procesos de licitación como la única forma de vender energía a las distribuidoras. Desde el 9 de diciembre de 2004, se han celebrado cinco procesos de licitación de energía existente. La última se llevó a cabo el 14 de diciembre de 2006 mediante la cual se asignaron 1.682 MW a un precio de venta promedio de R\$ 103,62 por MWh. En las cuatro subastas anteriores, un promedio de 19,601 MW se asignaron a un precio de ventas promedio que variaba de R\$ 57,5 por MWh a partir de diciembre de 2005 a R\$ 94,6 por MW a partir de 2009. Cachoeira Dourada participó en el segundo proceso de licitación, asignando un promedio de 133 MW a R\$ 83,5 por MWh a partir de 2008. Las condiciones del contrato de Cachoeira Dourada con su principal cliente, CELG, no se han visto afectadas por esta modificación a los reglamentos. Se han celebrado tres subastas para energía nueva. El 16 de diciembre de 2005, se asignaron 3.284 MWh a un precio promedio de R\$ 123,6 a partir de los años 2008, 2009 y 2010. El 29 de junio de 2006, se asignaron un promedio de 1.682 MWh a un precio de R\$ 126,32 por MWh a partir de 2009. El 10 de octubre de 2006, se asignaron 1.104 MWh a un precio promedio de R\$ 132,56 por MWh a partir de 2011. Puesto que el uso de estos procesos de licitación para la asignación de energía comienzan en 2008, aún no se ha registrado ningún impacto en los resultados operacionales de la Compañía, pero el aumento de la demanda eléctrica y el creciente nivel de precios de las licitaciones de energía nueva representan oportunidades atractivas en el mercado brasileño.

En Perú, el 8 de octubre de 2005 se publicó el Decreto Supremo 038-2005-EM que modificó la cláusula 124 de los Reglamentos de la Ley de Concesiones Eléctricas. El Decreto establece que el precio de combustible que se utiliza para la actualización de la tarifa debiera ser el precio menor entre el precio del mercado nacional y el precio ponderado aplicado por OSINERG. Esta modificación genera mayor estabilidad para el precio de barra en cuanto a la indexación, mitigando, en particular, los efectos de la indexación provocados por las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo crudo. Si bien la tarifa disminuyó en aproximadamente un 9% en 2005 en términos de la

moneda local y en un 7% durante 2006, estas bajas son producto de la disponibilidad del gas natural en el mercado local a precios bajos.

En el mes de diciembre de 2004 el Congreso aprobó un proyecto de ley (Ley 28447) que modifica algunas cláusulas de la Ley de Concesiones Eléctricas. En virtud de este proyecto de ley, el horizonte para calcular el precio de la generación de electricidad se ha cambiado de cuatro a tres años (los próximos 24 y los 12 meses anteriores a la fecha del cálculo). La Osinerg fijará los precios de barra con una frecuencia anual en lugar de semianual. Dicho cambio reglamentario no tuvo un impacto sustancial en los resultados de Edegel de 2003 a 2005.

Como consecuencia del entorno energético en 2004 en que protagonizaron una hidrología relativamente baja y unos bajos precios internacionales para los combustibles, durante el primer trimestre de 2004 el Gobierno exigió que las generadoras privadas entregasen el suministro a las distribuidoras sin contratos al precio de barra regulado, lo que era significativamente menor que el precio alternativo que era el de mercado spot. Las ventas totales de electricidad de la Compañía a los clientes regulados en Perú se han mantenido estables alrededor de un tercio de las ventas totales. Los precios del mercado spot desde el mes de mayo de 2004 hasta el mes de septiembre de 2004 alcanzaron 5 veces el precio regulado. En el mes de diciembre de 2004, las generadoras en Perú acordaron que volverían a suministrar electricidad a las distribuidoras sin contrato al precio regulado que se fijó en noviembre de 2004. Durante 2005 esta situación mejoró, pero debido a una hidrología mejor la diferencia entre el precio de barra regulado y el precio spot no fue tan importante como lo fue el año anterior.

El 21 de julio de 2006, la Ley 28.832 se aprobó para mejorar el marco regulatorio existente (la Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley 25.844), entre otros aspectos (Véase el Ítem 4.B. Vista general del negocio – marco regulatorio), estableciendo que las ventas realizadas por generadoras a distribuidoras para la reventa a clientes regulados se hagan al precio de barra que fija el OSINERG o a precios fijos determinados por medio de licitaciones públicas realizadas conforme con las disposiciones de la Ley 28.832.

La creación de subastas de energía permite que las generadoras suministren electricidad a los clientes regulados de conformidad a contratos a largo plazo de hasta 10 años a un precio estable, sujeto a la indexación. Es posible que este mecanismo se aplique a la energía ya entregada conforme a contratos que vencen dentro de los próximos tres años, la demanda por energía nueva que todavía no se ha cubierto en un contrato y la energía que se suministra en este momento pero que no cuenta con contrato. La energía y capacidad suministradas por distribuidoras sin contrato desde 2005 se han incluido en las subastas. Con este fin, en diciembre de 2006, se asignaron 1.000 MWh a precios que fluctúan entre \$ 26,77 por MWh y \$ 26,80 por MWh (las cifras no incluyen ningún cargo por capacidad a partir de 2007 hasta finalizado el año 2010).

En relación al suministro de energía a clientes cuyos contratos vencieron en diciembre de 2006, el Decreto de Urgencia 035 fue promulgado y estableció las disposiciones legales para resolver las contingencias de las generadoras privadas a las cuales se iban a asignar los retiros de distribuidoras privadas y de las generadoras estatales a las cuales se iban a asignar los retiros de las distribuidoras estatales.

En Argentina, la Ley Eléctrica 24.065 (véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía - B. Vista general del negocio - La generación de electricidad en Argentina – Estructura industrial y marco regulatorio” para mayores detalles) no se ha derogado formalmente pero desde el mes de enero de 2002 las autoridades estatales han adoptado ciertas resoluciones que consideramos acciones extraordinarias que han tenido un impacto sustancial en los resultados de las operaciones de Endesa Chile.

- En enero de 2002 se aprobó la Ley de Emergencia Económica. El peso argentino sufrió una devaluación frente al dólar estadounidense de Ar\$1,00 por \$1,00 a Ar\$3,37 por \$1,00. Anterior al 2002, el peso argentino estaba indexado al valor del dólar a una tasa de 1 peso argentino por 1 dólar. En términos históricos, los precios de la electricidad se expresaban en dólares a un tipo de cambio de Ar\$1 por \$1. Posterior a la devaluación, el Estado argentino realizó la conversión de los precios de electricidad a pesos argentinos al tipo de cambio antiguo de Ar\$1 a \$1. Producto de esta devaluación y el tipo de cambio de conversión de precios aplicado por el Gobierno argentino, la equivalencia en dólares de los ingresos argentinos de la Compañía sufrió una reducción importante. (Para obtener mayores detalles sobre los efectos de la devaluación del peso argentino en el balance de Endesa Chile, véase el Ítem 5. Resumen operativo y financiero y prospectos - D. El desajuste del menor valor de inversión). El Estado continúa adoptando resoluciones para interferir en las reacciones impulsadas por el mercado de la industria (Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía - B. Vista general del negocio – La generación de electricidad en Argentina” para mayor información). Estas resoluciones han afectado el comportamiento de la industria en

su totalidad al afectar los precios spot, las condiciones contractuales, la oferta y los precios de los combustibles, las cuentas por cobrar, entre otros. En 2001, antes de la adopción de dichas resoluciones, los ingresos de la Compañía en Argentina ascendían a los Ch\$244,3 mil millones por 12.988 GWh entregados. Después de su adopción, los ingresos sumaron los Ch\$107,5 mil millones en 2002, los Ch\$120,7 mil millones en 2003, los Ch\$156,9 mil millones en 2004, Ch\$ 160,1 en 2005 y Ch\$235,4 mil millones para 13.926 GWh entregados en 2006. Las ventas en Argentina sumaron 9.259 GWh en 2003, 11.604 GWh en 2004 y 12.579 GWh en 2005. En 2004 la Autoridad inició un proceso para ajustar el precio del gas natural en su mercado local y ha incorporado dichos ajustes al cálculo del precio mayorista de la electricidad pero no ha declarado el precio libre para que pueda ajustarse de acuerdo con el modelo de precios del marco regulatorio.

- A través de la Resolución SE 949/04, las autoridades argentinas limitaron las exportaciones de energía a los países vecinos. Estas resoluciones permiten que los contratos de exportaciones sólo se satisfagan con las unidades generadoras previamente identificadas para dicho propósito y no permiten la compra de déficit en el mercado mayorista, sin perjuicio de los contratos que permiten dichas compras según lo establecido en el protocolo de interconexión entre Argentina y Brasil. Esta situación acarreó unas consecuencias graves para Endesa Costanera. Durante el segundo trimestre de 2005, con el fin de cumplir con las obligaciones de los contratos de exportaciones, Endesa Costanera se vio obligada a despachar energía generada a base de fuel oil. Estas circunstancias crearon una brecha importante entre los precios de los contratos de exportaciones y los costos asociados a la generación, debido al alto costo del fuel oil en los mercados internacionales. Los gastos de generación totales de Endesa Costanera aumentaron en un 68% de 2003 a 2004 y en un 28% de 2004 a 2005. Un aumento adicional de los gastos de generación (de un 39% de 2005 a 2006) se debió principalmente al alza de 4% del rendimiento de generación y al reconocimiento de precios de gas natural más altos en el mercado argentino para los clientes industriales, incluyendo las generadoras.
- Posteriormente, un proceso de mantenimiento programado le impidió a Endesa Costanera cumplir a cabalidad con sus contratos de exportación, lo que resultó en que CEMSA sólo entregó pagos parciales. El 12 de enero de 2006, el directorio de Endesa Costanera decidió contabilizar, a partir del 31 de diciembre de 2005, una provisión de aproximadamente Ch\$ 15,9 mil millones para cubrir el riesgo de irrecuperabilidad de las cuentas por cobrar de CIEN y CEMSA. El resultado de explotación alcanzó Ch\$ 30,1 mil millones en 2004, Ch\$ 3,7 mil millones en 2005 y Ch\$ 9,8 mil millones en 2006, indicando como las resoluciones de las autoridades argentinas en relación al negocio de las exportaciones han impactado negativamente en los resultados operacionales de Endesa Costanera. No obstante, en términos consolidados, los resultados operacionales de Endesa Costanera para los años 2004, 2005 y 2006 no tuvieron un impacto sustancial en los resultados consolidados totales de Endesa Chile, debido a que la participación porcentual de las operaciones de Endesa Costanera, como parte del resultado de explotación consolidado total de Endesa Chile en GAAP chileno, alcanzó el 8% en 2004 y el 1% en 2006.

En 2006, se agudizó de forma importante la amenaza de una escasez energética en el mercado eléctrico argentino, particularmente en épocas de demanda de punta. La demanda energética ha llegado a niveles históricos, registrando un nivel record de 17.395 MW en un sistema que contaba con menos de 19.000 MW de capacidad total disponible para generación en algunos momentos dados. Con esta situación presente, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 1281/06 que establece que: (i) la demanda energética industrial que supera la demanda en 2005 se debe adquirir en forma separada de las generadoras y a precios aprobados por el Estado; (ii) las generadoras estatales cubrirán la demanda residencial primero; y (iii) se les prohíbe a las generadoras hidroeléctricas la celebración de nuevos contratos a largo plazo para el suministro de energía a grandes usuarios libres. El primer punto, denominado el Servicio Energía Plus, se considera una iniciativa positiva de las autoridades argentinas ya que representa un paso hacia las condiciones del mercado libre.

c. Las condiciones económicas

Las condiciones macroeconómicas en los países donde operamos pueden tener un impacto significativo en nuestros resultados operacionales. Las variables económicas más importantes incluyen el crecimiento económico, principalmente debido a su impacto en la demanda de electricidad, y el tipo de cambio de la divisa local frente al dólar, lo que afecta los ingresos y gastos además de los activos y pasivos, dependiendo del porcentaje que se encuentre denominado en dólares.

El crecimiento económico y la demanda de electricidad

Las economías de cada uno de los países en los cuales operamos siguieron con un ritmo de crecimiento en 2006, que ha contribuido positivamente a los resultados operacionales de la Compañía mediante un aumento de la demanda de electricidad. La tasa del crecimiento del PIB y de la demanda de electricidad para los años abordados en el presente informe anual se indica en la tabla que aparece a continuación:

	2004		2005		2006	
	Crecimiento del PIB (%)	Crecimiento de la demanda de electricidad (%)	Crecimiento del PIB (%)	Crecimiento de la demanda de electricidad (%)	Crecimiento del PIB (1) (%)	Crecimiento de la demanda de electricidad (%)
Chile.....	6,1	8,0	5,9	4,0	4,2	6,0
Argentina.....	8,3	6,8	7,5	5,8	8,0	5,9
Colombia.....	3,5	2,7	4,0	3,8	4,8	4,1
Brasil.....	5,0	5,4	3,3	4,3	3,6	3,9
Perú.....	5,1	5,9	5,5	5,0	6,0	7,7

(1) Fuentes: el crecimiento estimado para el año 2006 del Banco Central de Chile. Para Argentina, Colombia, Brasil y Perú, las Perspectivas de la economía mundial (septiembre de 2006), estimaciones del Fondo Monetario Internacional y los datos de energía física de la Compañía para los años 2004 a 2006.

El tipo de cambio de monedas locales

El valor de la moneda local en los países en los cuales operamos puede tener un impacto significativo en nuestros resultados operacionales y posición financiera global, dependiendo del porcentaje de los activos, pasivos, ingresos y gastos denominados en dólares, incluyendo la depreciación y el gasto financiero. Una devaluación o depreciación de las monedas locales frente al dólar afecta nuestros márgenes de explotación al aumentar el valor de las ventas denominadas en dólares y el valor de los gastos de explotación, tales como los precios de combustibles en dólares, y la depreciación de los activos valorados en dólares. Los gastos financieros fijados en dólares aumentan al igual que el valor de la deuda denominada en dólares en el balance. En cambio, la revaluación o la apreciación de las monedas locales frente al dólar afectan los márgenes de explotación, reduciendo los ingresos denominados en dólares cuando se expresan en la moneda local, y reduce el valor de los gastos de explotación denominados en dólares. El gasto financiero de la deuda denominada en dólares disminuye también.

El endeudamiento consolidado total de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2006 fue \$3.904 millones, de los cuales \$2.579 millones o aproximadamente el 66% se denominaba en dólares y \$329 millones en pesos chilenos. Además del dólar y el peso, al 31 de diciembre de 2006 nuestro endeudamiento consolidado denominaba en divisa extranjera incluyó lo equivalente a \$675 millones en pesos colombianos, \$164 millones en soles y \$33 millones en pesos argentinos.

La tabla que aparece a continuación incluye los tipos de cambios anuales y promedio de las monedas locales con el dólar para el período abordado en el presente informe.

	Los tipos de cambio de monedas locales con el dólar					
	2004		2005		2006	
	Promedio	Fin de ejercicio	Promedio	Fin de ejercicio	Promedio	Fin de ejercicio
Chile (peso por dólar).....	611,11	557,40	558,06	512,50	529,64	532,39
Argentina (peso por dólar).	2,95	2,97	2,94	3,02	3,08	3,061
Colombia (peso por dólar)..	2.628,7	2.344,5	2.321,6	2.285,0	2.358,3	2.239,0
Brasil (reais por dólar).....	2,93	2,65	2,44	2,34	2,17	2,14
Perú (sol por dólar).....	3,41	3,28	3,30	3,42	3,27	3,20

Para el período de doce meses que termina el 31 de diciembre de 2006, nuestros ingresos alcanzaron los \$2.512 millones, aproximadamente el 18% de los cuales estaba denominado en el dólar y aproximadamente el 44% se vinculaba de alguna manera con esa misma divisa. Por otra parte, lo equivalente a \$115 millones se encontraba en pesos, \$285 millones en pesos colombianos, \$441 millones en pesos argentinos y \$106 millones en soles peruanos.

d. El Boletín Técnico 64 y otras políticas contables críticas

El Boletín Técnico 64

La consolidación de los resultados de nuestras filiales no chilenas se rige por lo estipulado en el Boletín Técnico 64 (BT 64) que establece un mecanismo para consolidar los resultados financieros de las empresas no chilenas, que se preparan en el GAAP local y se denominan en la moneda local, con los resultados financieros de su compañía matriz chilena, los cuales se preparan en los GAAP de Chile y se denominan en el peso. La aplicación del BT 64 afecta la manera en que informamos nuestros resultados operacionales. En particular, si las variaciones cambiarias son significativas pueden tener un impacto sustancial en los montos de los ingresos y gastos de explotación informados en los estados financieros consolidados de la Compañía en los GAAP de Chile además de generar sustanciales ganancias y pérdidas fuera de explotación.

El BT 64—Efecto de la conversión. El BT 64 exige que Endesa Chile convierta la denominación de los estados financieros de sus filiales no chilenas de la moneda local al dólar y que corrija los estados financieros de conformidad a los GAAP de Chile posterior a dicha conversión. Una corrección podría convertir a pesos los montos expresados en dólares. Se refiere a la ganancia o la pérdida que ocasiona la conversión del balance como el “efecto de la conversión”. Con el fin de convertir al dólar los activos y pasivos monetarios de sus filiales no chilenas, Endesa Chile debe usar el tipo de cambio de la moneda local / dólar vigente al momento en que se adquirieron o se incurrieron en dicha participación social o activos o pasivos no monetarios.

Adicionalmente, el BT 64 exige la conversión al dólar de las cuentas de los resultados y gastos de las filiales extranjeras (con la excepción de los gastos incurridos en conexión a la depreciación y la amortización) al tipo de cambio promedio del mes en el cual se registraron dichos resultados o gastos. Todos los montos convertidos de la moneda local al dólar pasan por una segunda conversión del dólar al peso al tipo de cambio vigente al final del período de informe. La conversión cambiaria puede tener efectos diferentes en los resultados cuando se consolidan estas cifras en los GAAP de Chile, dependiendo del comportamiento del peso en relación al dólar. Por ejemplo, la apreciación del peso con respecto al dólar ocasionará una reducción de los ingresos y gastos de las filiales extranjeras al realizar la consolidación. Este efecto se puede compensar o empeorar, dependiendo de lo que ha pasado con el tipo de cambio local en los mercados en que operan nuestras filiales internacionales, es decir, si ha sufrido una devaluación o apreciación frente al dólar.

El BT 64 puede excluir de nuestra posición financiera presentada el efecto en los activos no monetarios que tiene la devaluación en los países en los cuales nuestras filiales e inversiones están ubicadas. Puede variar el efecto que tiene la conversión cambiaria de monedas locales al dólar, dependiendo de la estructura de los activos y pasivos monetarios y no monetarios de la filial extranjera. Por ejemplo, cuando una filial extranjera cuenta con más activos monetarios que pasivos monetarios, una devaluación de la moneda local vigente frente al dólar puede ocasionar una pérdida producto de los efectos de la conversión cambiaria. En cambio, la apreciación de la moneda local vigente conlleva una ganancia. Lo contrario también sucede con las filiales extranjeras con más pasivos monetarios que activos monetarios, en cuyo caso una devaluación de la moneda local vigente frente al dólar puede producir una ganancia; en cambio una apreciación puede producir una pérdida. Las recientes fluctuaciones de los tipos de cambio de las monedas de los países en los cuales operamos con respecto al dólar, además del tipo de cambio del peso con el dólar, han impactado sustancialmente la comparabilidad de nuestros resultados operacionales durante los períodos discutidos a continuación debido al señalado efecto de conversión.

El BT 64 —Cobertura de capital. El BT 64 permite que las empresas de inversiones realicen operaciones de cobertura contra el valor contable de sus inversiones accionarias y limitadas a dicho valor, para las deudas denominadas en el dólar en las que se han incurrido en conexión a la adquisición de patrimonio en las filiales no chilenas que se ubican en países inestables. Para los fines del BT 64, todos los países en los cuales tenemos inversiones se consideran países inestables – Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Esta cobertura se traduce en la eliminación de los efectos de las variaciones cambiarias de las deudas en las que se han incurrido en conexión a dichas inversiones. Si el valor contable de una inversión accionaria es menor que la deuda denominada en el dólar

en la que se ha incurrido en conexión a la adquisición, los resultados de las fluctuaciones cambiarias que afectan el monto de la deuda denominada en el dólar que no está cubierta se incluyen en la determinación de la utilidad neta. En cambio, si el valor contable de una inversión accionaria es mayor que la deuda denominada en el dólar en la que se ha incurrido en conexión con la adquisición, los resultados de las fluctuaciones cambiarias que afectan el valor contable del patrimonio que no está cubierto se registran en el ajuste de conversión acumulativo en una cuenta de reserva como parte del patrimonio denominada el ajuste de conversión acumulativo para los propósitos del GAAP.

La conciliación con los U.S. GAAP

Nuestros estados financieros consolidados se han preparado de conformidad a los GAAP de Chile que difiere de los U.S. GAAP en algunos aspectos importantes. Véase la Nota 33 a nuestros estados financieros consolidados para una descripción de las principales diferencias entre los GAAP de Chile y el U.S. GAAP, además de una conciliación con el U.S. GAAP de la utilidad neta y del patrimonio.

Las principales diferencias entre los GAAP de Chile y el U.S. GAAP según se relacionan con la Compañía son: (i) los efectos en la amortización menor valor de la inversión y en la amortización mayor valor de la inversión de la aplicación de la contabilidad de compras al valor justo; (ii) los efectos de haber contabilizado los derivados al valor justo; (iii) los efectos de ajustes en el U.S. GAAP en los métodos de capital de las inversiones; (iv) los efectos de la eliminación de las diferencias cambiarias capitalizadas y de los gastos generales y de administración capitalizados en activos fijos; (v) los efectos de haber registrado un pasivo asociado a los dividendos mínimos a pagar; (vi) la eliminación de las cuentas complementarias en impuestos diferidos además del impacto tributario de la contabilidad de compras.

La tabla que aparece a continuación detalla las diferencias entre la utilidad (pérdida) neta consolidada y el patrimonio según se informan de conformidad a los GAAP de Chile y los U.S. GAAP:

	GAAP de Chile	U.S. GAAP
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006)	
Utilidad neta (pérdida) para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de:		
2004.....	88.628	68.490
2005.....	112.946	102.382
2006.....	189.541	211.894
Patrimonio al 31 de diciembre de:		
2004.....	1.659.511	1.261.744
2005.....	1.676.746	1.309.161
2006.....	1.794.310	1.443.984

Las políticas contables críticas que afectan los resultados operacionales

Las políticas contables críticas se definen como aquellas que reflejan juicios e incertidumbres de significado, que potencialmente arrojarían resultados sustancialmente distintos bajo supuestos y condiciones diferentes. Creemos que nuestras políticas contables críticas se limitan a aquellas descritas a continuación en lo que se refiere a la preparación de nuestros estados financieros en GAAP chileno. Se debería señalar que en muchos casos, los GAAP de Chile específicamente dicta un tratado contable de una transacción en particular sin la administración tenga que pronunciarse respecto de su aplicación. Adicionalmente, pueden haber diferencias significativas entre los GAAP de Chile y los U.S. GAAP según se explica en “— La conciliación con los U.S. GAAP” arriba. También existen áreas en las cuales el discernimiento de la administración en la selección de alternativas disponibles no produciría un resultado sustancialmente diferente. Para obtener un resumen de las políticas contables importantes y los métodos utilizados en la preparación de los estados financieros, véase la Nota 2 a nuestros estados financieros consolidados. Las siguientes políticas contables críticas son las que tienen importancia para la Compañía:

El reconocimiento del ingreso

Conforme con los GAAP de Chile, la energía suministrada pero no facturada de cada año se valoriza al precio de venta, utilizando las tarifas actuales, y se ha incluido en los ingresos de explotación. La suma no facturada se presenta en el activo circulante como cuentas por cobrar del giro, ya que la recolección de estas sumas es relativamente asegurada y el correspondiente costo de energía comprada o producida se incluye en los gastos de explotación. La Compañía reconoce los ingresos generados de sus actividades no principales, tales como los servicios de ingeniería y de inspección y los peajes viales, al momento en que se prestan los servicios relacionados.

La vida útil y desajustes de activos de larga vida

Estimamos la vida útil de nuestros activos de larga vida sobre la base de la opinión de la administración del uso esperado de los activos y evaluamos los desajustes cuando ciertos eventos o cambios en las circunstancias indiquen que posiblemente no se pueda recuperar el monto devengado. Los factores que consideramos importantes que podrían gatillar una revisión por desajuste son los siguientes:

- Un importante grado de desempeño desfavorable con respecto al resultado de operación histórico esperado o futuro proyectado;
- Cambios importantes de la manera en que se utilizan los activos adquiridos o la estrategia de nuestro negocio global; y
- Marcadas tendencias negativas en la industria o la economía.

Al determinar que posiblemente no se pueda recuperar el monto devengado de los activos de larga vida sobre la base de la existencia de uno o más de uno de los factores de desajuste, evaluamos los flujos de caja futuros que se esperan obtener de las operaciones del activo para así determinar si necesitamos asumir un cargo de desajuste. Si la suma de los flujos de caja futuros esperados (sin descuento) es menor que el monto devengado de los activos, reconocemos entonces una pérdida de desajuste. Con el fin de estimar los flujos de caja futuros, debemos hacer supuestos y estimaciones sobre los eventos en el futuro que son altamente inciertos al momento de hacer la estimación. Por ejemplo, hacemos suposiciones con respecto a las tasas de interés futuros, los tipos de cambio

futuros, los futuros aumentos de los precios de electricidad además de las tendencias de costos futuras tales y como los impuestos y la reparación y mantenimiento de las centrales. En nuestra opinión, en el caso de las generadoras se puede estimar el número de años que se incluyen en la determinación del flujo de caja descontado puesto que dicho número guarda una estrecha relación con la vida útil de sus centrales y equipos. La vida útil de dichas centrales y equipos se puede determinar con facilidad sobre la base de las experiencias históricas y el tipo de energía que generan. Las tasas de descuento que se utilizan en el análisis pueden variar de país en país y fluctúan según las fluctuaciones de las condiciones económicas de los mismos países. Por lo tanto, es alta la probabilidad de haber un cambio en las estimaciones en cualquier período dado. Se estiman a la luz del mercado de competencia existente en los países donde operamos los ajustes a los resultados históricos que se basan en las condiciones operacionales anticipadas y dichas condiciones se estiman a la luz del mercado de competencia existente en los países donde operamos. Cabe mencionar que estas condiciones cambian de vez en cuando, por lo que es alta la probabilidad de haber un cambio en la estimación durante cualquier período dado. En consecuencia, los flujos de caja efectivos pueden ser sustancialmente diferentes de nuestra estimación y puede que tengamos que aplicar pagos de desajuste adicionales. Al 31 de diciembre de los años 2004, 2005 y 2006, la Compañía evaluó el desajuste de los activos de larga vida y determinó que no hay ninguna indicación de una pérdida potencial en cuanto al valor recuperable de los activos de larga vida.

Impuesto por desajuste del menor valor de la inversión

Evaluamos el desajuste del menor valor de la inversión de manera similar a la que se aplica a los activos de larga vida. La medición de la pérdida por desajuste se basa en el valor recuperable de la inversión que normalmente se determina utilizando un enfoque de flujo de caja descontado y recientes transacciones en el mercado que sean comparable. Con el fin de estimar el valor recuperable, debemos hacer supuestos sobre eventos en el futuro que son altamente inciertos al momento de hacer la estimación. Los resultados de este análisis en 2002 demuestran que el menor valor de la inversión y el mayor valor de la inversión relacionado que se asocian a las inversiones en Argentina y Brasil contaron con un prejuicio ya que los flujos de caja descontados y futuros no fueron suficientes para recuperar el menor valor de la inversión ni el mayor valor de la inversión. Por consiguiente, durante 2002, la Compañía registró un cargo neto de Ch\$66,5 mil millones, en pesos al mes de diciembre de 2006, para amortizar totalmente en los libros todos los montos de menor valor de la inversión y mayor valor de la inversión. Al nivel consolidado, dicho cargo alcanzó Ch\$59,9 mil millones, netos del interés minoritario. Al 31 de diciembre de los años 2004, 2005 y 2006, la Compañía evaluó el desajuste del menor valor de la inversión y determinó que no hay ninguna indicación de una pérdida potencial en cuanto al valor recuperable de las inversiones.

Impuesto a la renta e impuestos diferidos

En cumplimiento de la ley chilena, la Compañía y cada una de sus filiales calculan y pagan impuestos por separado. Estimamos nuestra exposición tributaria actual efectiva mientras evaluamos las diferencias temporales que resultan de los distintos tratados de partidas, tal como la depreciación, para fines tributarios y contables. Estas diferencias producen activos y pasivos tributarios diferidos, que se incluyen en nuestro balance consolidado. Como una disposición transitoria bajo los GAAP de Chile, registramos un contractivo o contrapactivo, compensando los efectos de los activos y pasivos de impuestos diferidos no registrados antes del 1 de enero de 2000. Dichas sumas de contractivos o pasivos se deben amortizar en los ingresos a lo largo de los períodos de reintegro promedios y estimados que corresponden a las diferencias temporales subyacentes con las cuales se relaciona el activo o pasivo de impuesto diferido. De ahí, evaluamos la probabilidad de recuperar nuestros activos de impuesto diferido de los ingresos futuros sujetos a impuestos y en la medida que vemos improbable dicha recuperación, fijamos una reserva de valuación. Para poder estimar el valor realizable de los activos de impuesto diferido y los períodos de reintegro promedio de los contractivos o pasivos, debemos hacer supuestos sobre eventos futuros que son altamente inciertos al momento de la estimación. Por ejemplo, hacemos estimaciones de las ganancias futuras, incluyendo estimaciones de las tasas de interés futuras, los tipos de cambio, los aumentos de los precios de electricidad y las tendencias de costos, tales como los impuestos y la reparación y el mantenimiento de las centrales. Los cambios aplicados al valor alcanzable estimado de los activos de impuesto diferido o los períodos de reintegro estimado y promedio de los contractivos o pasivos podrían producir una importante variación en nuestra asignación de impuestos sobre las utilidades de un período a otro. Se registró un pasivo tributario diferido neto de Ch\$ 75,8 mil millones, Ch\$ 99,04 mil millones y Ch\$ 134,4 mil millones al 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006, respectivamente. Luego reconocimos una reserva para compensar los activos tributarios diferidos de Ch\$33,9 mil millones, Ch\$29,3 mil millones y Ch\$29,2 mil millones al 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006, respectivamente.

Instrumentos derivados

La Compañía tiene instrumentos de derivados financieros, incorporados y de productos básicos que se registran al valor justo con los cambios del valor justo reconocidos en los ingresos de conformidad al SFAS 133 y sus modificaciones. Al establecer el valor justo de dichos contratos, la administración determina ciertos supuestos sobre la base de datos de mercado disponibles y de los modelos de fijación de precios, los cuales pueden variar en el tiempo.

El método para calcular el valor justo de los derivados incorporados y de productos básicos consiste en la aplicación de modelos internos que se basan principalmente en los flujos de caja futuros descontados. Los datos que se ingresan a dichos modelos incluyen los precios forward de electricidad y de gas natural estimados, las tasas de interés, los tipos de cambio de divisas, los índices de inflación, los costos de transmisión, entre otros. Se emplean técnicas de simulación para proyectar los niveles de consumo eléctrico en los países donde la Compañía tiene instrumentos de derivados con opcionalidad en cantidades. Mientras más alejadas en el tiempo son las estimaciones, más difícil es predecir los datos que se ingresan a los modelos y menos precisas son las estimaciones. En consecuencia, en gran medida los valores justos dependen de los supuestos que se utilicen. Además, la Compañía ajusta el valor justo de algunos de los derivados de producto básicos con el fin de reflejar los riesgos asociados al desempeño de contrapartes.

Las entidades generadoras argentinas de la Compañía tienen acceso al mercado energético de Brasil mediante un sistema de interconexión entre ambos mercados. La Compañía ha celebrado una serie de contratos de compra de energía en el lado argentino y de venta de energía en el lado brasileño con el fin de exportar la electricidad de Argentina a Brasil. Con el fin de calcular los valores justos de los contratos de compraventa de electricidad asociados a este negocio de interconexión, la Compañía utiliza, como referencia, la disponibilidad de electricidad en cada mercado con el fin de cumplir con estos contratos de compraventa en Brasil. En los casos en que es posible suministrar estos contratos desde el mercado argentino, usamos la curva de los precios de electricidad esperados en este mercado. En los casos en que creemos que el suministro de electricidad debería provenir directamente de Brasil, hemos usado el mercado brasileño como referencia. Las suposiciones de la Compañía incluyen nuestra perspectiva en lo que se refiere la duración de la crisis energética en Argentina. Dichos valores se incluyen en la conciliación con los U.S. GAAP en la Nota 32 (w) a los estados financieros consolidados.

Los instrumentos de derivados financieros de la Compañía consisten principalmente en contratos *forwards* en dividas de corta duración para la compra de dólares U.S. o Euro y para la venta de UF, Swaps y Collars de interés y Swaps de moneda cruzada (*cross-currency*). La Compañía registra estos contratos de derivados financieros al valor justo. Las estimaciones de los valores justos de los instrumentos financieros para los cuales no existen precios cotizados ni mercados secundarios, se obtuvieron mediante técnicas de valuación tales como los modelos de valuación *forwards*, el valor actual de los flujos de caja futuros estimado y otras técnicas de modelación. Estas estimaciones del valor justo incluyen supuestos hechos por la Compañía respecto de los variables del mercado que pueden cambiar en el futuro. Los cambios en los supuestos podrían tener un impacto significativo en la estimación de los valores justos que se revela. El activo neto (pasivo) relacionado con los instrumentos de derivados financieros que se registra bajo los U.S. GAAP fue Ch\$(11,5) mil millones, Ch\$ (13,4) mil millones y Ch\$ 0,3 mil millones al 31 de diciembre de los años 2004, 2005 y 2006, respectivamente.

Las Notas 2(p) y 32 a nuestros estados financieros consolidados auditados abordan la política contable de la Compañía con respecto a los instrumentos de derivados.

Pasivos de los beneficios post jubilación y de pensiones

Los pasivos correspondientes a nuestro plan de beneficios post jubilación y de pensiones son significativos, y se determinan sobre la base de valuaciones de actuarios. Dichas valuaciones contienen supuestos clave, incluyendo por ejemplo las tasas de descuentos. A la hora de seleccionar estos supuestos se requiere tomar en consideración las actuales condiciones de mercado, incluyendo los cambios en las tasas de interés. En el futuro pueden ocurrir cambios en los pasivos netos relacionados con los beneficios post jubilación y de pensiones debido a los cambios producidos por fluctuaciones en nuestro personal o en los supuestos. El pasivo neto post jubilación y de pensiones en los U.S. GAAP fue Ch\$31,2 mil millones, Ch\$28,9 mil millones y Ch\$30,1 mil millones al 31 de diciembre de los años 2004, 2005 y 2006, respectivamente.

La tabla que aparece a continuación demuestra el efecto que tendría en nuestra obligación de beneficios proyectada un cambio del 1% en la tasa de descuento para los períodos indicados.

	Al 31 de diciembre de	
	2005	2006
	(el aumento en millones de Ch\$)	
Obligación de beneficios proyectada.....	1.731	1.788

La tabla que aparece a continuación demuestra el efecto que tendría en nuestra obligación de beneficios post jubilación acumulada un cambio del 1% en la tasa de descuento para los períodos indicados.

	Al 31 de diciembre de	
	2005	2006
	(el aumento en millones de Ch\$)	
Obligación de beneficios post jubilación acumulados.....	783	664

2. Resumen de los resultados anuales

a. Resultado consolidado comparativo para el período de 2004 a 2006

Los ingresos totales en 2006 aumentaron a Ch\$ 1.337,1 mil millones, 16,6% más que en 2005 después de haber aumentado en un 5,0% en 2005 con respecto a 2004. Las ventas físicas consolidadas aumentaron en un 1,9% en 2006 y un 4,6% en 2005. El aumento de los ingresos de 2004 a 2005 se debe principalmente a las mayores ventas físicas en general y un mejor entorno de precios en Chile y en Argentina en 2006. Durante 2006, la depreciación del peso del fin de ejercicio frente al tipo de cambio del dólar fue el 3,7%, lo que tuvo un impacto positivo en los ingresos de las operaciones extranjeras con respecto a 2005, aunque esto se compensó en parte con la apreciación promedio anual del 6,6% del Sol y la apreciación promedio anual del 2,0% del peso colombiano, que no favoreció los resultados al expresarlos en los GAAP de Chile. Es importante fijarse en esta diferencia cuando se hace la comparación con las cifras anuales en pesos. Este trato contable se hace de acuerdo a las reglas contables que rigen los resultados en divisas según lo estipulado en BT 64. En 2005, la apreciación del peso del fin de ejercicio con respecto al dólar se registró en un 8,8%, lo que tuvo un impacto negativo en los resultados de las operaciones extranjeras con respecto a 2004, si bien se compensó en parte con la apreciación promedio anual del 16,8% del real brasileño y la apreciación promedio anual de 11,7% del peso colombiano, las que favorecieron los resultados al expresarlos en los GAAP de Chile.

Los gastos de explotación aumentaron en un 12,7% en 2006 después de haber subido en un 5,8% en 2005 con respecto a 2004. La generación eléctrica subió en un 5,6% en 2006 y en un 5,8% en 2005. El incremento de los gastos de explotación durante el año 2006 se debe al mayor nivel de generación térmica en Argentina que operaron a precios de combustibles mayores que en 2005 y a las alzas de los costos de combustible de nuestra filial peruana debido a la incorporación de la central térmica de Etevensa, Ventanilla, a los activos de Edegel, los cuales se vieron compensados con el menor costo de las compras de energía y de capacidad de 6%, en relación a 1.666 GWh de menores compras. Los mayores costos de explotación de 2005 también se deben al aumento de la generación térmica en Argentina que utilizó el combustible licuado a precios internacionales altos en relación con el despacho de las líneas de interconexión con Brasil. En Chile, la hidrología negativa durante la primera mitad de 2005 también contribuyó a mayores costos de explotación. El resultado de explotación subió a Ch\$ 504,5 mil millones en 2006, con respecto a Ch\$ 403,2 mil millones en 2005 o un aumento del 25,1%, y a Ch\$ 390,3 mil millones en 2004 o un aumento de 3,3%. El aumento de Ch\$ 101,3 mil millones de los ingresos de explotación en 2006 con respecto a 2005 se debe principalmente al aumento de Ch\$ 98,1 mil millones de ingresos de explotación en Chile, debido a una mejor hidrología y un entorno de precios más favorable. El aumento de Ch\$ 12,6 mil millones del resultado de explotación en 2005 con respecto a 2004 se debe principalmente al aumento de Ch\$ 33,9 mil millones del resultado de explotación en Chile, lo que se compensó con un menor resultado de explotación de Ch\$ 22,7 mil millones en Argentina. Los principales factores que afectaron estos resultados son los siguientes:

- El complicado escenario de los combustibles en la región junto con las condiciones hidrológicas en los países en los cuales operamos;
- El crecimiento de la demanda eléctrica en los países donde operamos;

- La reacción consistente de los precios de electricidad ante las condiciones del mercado, aunque con atraso en algunos casos);

Las competencias clave de la Compañía en relación a sus operaciones y la capacidad de generación consistente, que han permitido convertir la mayor demanda en un mayor volumen de ventas, y la estrategia comercial de la Compañía que consiste en determinar el nivel de ventas contratadas en lugar de las ventas en el mercado spot, han reducido paulatinamente de 2004 a 2006 la necesidad de realizar compras de energía. La utilidad neta consolidada después de impuestos y los intereses minoritarios de la Compañía alcanzó Ch\$ 189,5 mil millones en 2006 con respecto a Ch\$ 112,9 mil millones en 2005 y Ch\$ 88,6 mil millones en 2004. En 2006, el resultado antes de impuestos e interés minoritario de Endesa Chile subió en un 55,4% con respecto a 2005 a Ch\$ 380,3 mil millones, Ch\$ 135,5 mil millones más que en el año anterior. El resultado fuera de explotación tuvo un impacto positivo en la utilidad neta para 2006, incluyendo una reducción de Ch\$ 10,6 mil millones en el gasto financiero. El impuesto sobre las utilidades al 31 de diciembre de 2006 sumó Ch\$ 130,9 mil millones con respecto a Ch\$ 93,9 mil millones al 31 de diciembre de 2005. El impuesto sobre las utilidades total registrado en los libros contables en 2006 fue mayor que la suma registrada en 2005, como consecuencia directa del mayor resultado antes de impuestos e interés minoritario. En 2005, el resultado antes de impuestos e interés minoritario de Endesa Chile aumentó en un 13,5% con respecto al 2004 a Ch\$ 244,7 mil millones, Ch\$ 28,5 mil millones más que el año anterior, aunque los impuestos a la renta al 31 de diciembre de 2005 sumaron Ch\$93,9 mil millones con respecto a Ch\$98,8 mil millones al 31 de diciembre de 2004. El impuesto sobre las utilidades total contabilizado en 2004 fue mayor que en 2005, pese a que se registró un mayor resultado imponible en 2005, como consecuencia de un mayor nivel del impuesto diferido en 2004.

3. Análisis comparativo país por país de los resultados de explotación y los detalles de las cifras fuera de explotación de 2005 con respecto a 2006

Ingresos de explotación

Los ingresos de las ventas en Chile correspondieron al 49,3% y al 48,8% de nuestros ingresos consolidados en 2006 y 2005, respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina correspondieron al 17,6% de nuestros ingresos consolidados en 2006, con respecto al 14,0% en 2005. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia correspondieron al 20,5% de nuestros ingresos consolidados en 2006, en comparación con el 23,0% en 2005 y los ingresos de las ventas de electricidad en Perú correspondieron al 12,6% de nuestros ingresos consolidados en 2006, en comparación con el 10,5% en 2005. Otros ingresos que no provienen de las actividades principales correspondieron a menos del 5% de los ingresos consolidados totales, tanto en 2006 como en 2005. Las tablas a continuación muestran el detalle por países de los ingresos totales de Endesa Chile provenientes de las operaciones y del volumen de ventas del GWh para 2005 y 2006 y el porcentaje de cambio año a año:

Ingresos	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2005	2006	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006, con excepción de los porcentajes)		
Chile.....	559.537	659.698	17,9
Argentina.....	160.087	235.416	47,1
Colombia	264.191	273.825	3,6
Brasil (1).....	42.673	-	
Perú	120.134	168.182	40,0
Ingresos Totales	1.146.623	1.337.121	16,6

Ventas de Energía	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2005	2006	% de Cambio
	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Chile.....	20.731	20.923	0,9
Argentina.....	12.579	13.926	10,7
Colombia	15.077	15.327	3,6
Brasil (1).....	2.897	-	-
Perú	4.600	6.767	47,1
Total	55.884	56.943	1,9

-
- (1) Las tablas incluyen las cifras de Cachoeira Dourada desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre de 2005, fecha en la cual Endesa Chile traspasó sus inversiones en esta compañía a Endesa Brasil. Para mayores detalles, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía— A. Historia y desarrollo de la Compañía”.

Los ingresos totales en Chile en 2006 aumentaron en un 17,9%, de Ch\$ 559,5 mil millones en 2005 a Ch\$ 659,7 mil millones en 2006, como resultado de un aumento del 6,4% en la producción de energía, impulsados por una mayor generación hidroeléctrica y una mejora de precios durante el año. De acuerdo al CDEC-SIC, Endesa Chile y sus filiales chilenas vendieron 4.991 GWh en el mercado spot, donde el precio de mercado promedio de energía fue de \$ 44,8 por MWh. Las ventas físicas de energía a los clientes regulados subió en un 1,7% al 10.756 GWh, con un precio nodo que es el resultado de un sistema de fijación de precios que refleja la nueva matriz de energía en Chile. Los precios de los clientes no regulados mostraron un aumento en su valor, durante el año 2006 comparado con 2005, lo que afectó positivamente los ingresos de la empresa, reflejando los costos más altos de la generación del sistema. El precio promedio total de ventas de Endesa Chile aumentó en un 12,7%, de Ch\$ 25,3 por KWh en 2005 a Ch\$ 28,5 por KWh en 2006.

Los ingresos totales en Argentina aumentaron en un 47,1% en 2006, desde Ch\$ 160,1 mil millones en 2005 a Ch\$ 235,4 mil millones. Este mejoramiento fue el resultado de una mejor hidrología, lo que permitió un aumento en la producción hidroeléctrica de 1.110 GWh sobre el año anterior. Las ventas de energía física de El Chocón sumaron 5.191 GWh, un aumento del 26,2 % con respecto al año 2005. Los volúmenes de energía vendidos por Endesa Costanera aumentaron en un 3,2 % a 8.736 GWh, comparados con 8.466 GWh en 2005, debido a la mayor demanda de electricidad y su capacidad de generación con combustibles licuados, considerando la actual escasez de gas natural en Argentina. También hubo un aumento en los precios de la energía, siguiendo el reconocimiento de los precios más altos del gas natural. La mezcla de ventas a precios regulados, no regulados y a precios spot fue de un 0%, 15,2% y 84,8%, respectivamente. El precio promedio de ventas de la empresa en Argentina expresado en pesos, de acuerdo al BT 64, aumentó en un 32,8%, de Ch\$ 12,7 por KWh en 2005 a Ch\$ 16,9 por KWh en 2006. Sin embargo, al calcularse de acuerdo a la moneda local argentina, el precio promedio de ventas aumentó en un 37,3% en 2006. El aumento en el precio promedio de ventas se debe principalmente a un aumento en el precio spot del mercado mayorista.

Los ingresos totales en Colombia aumentaron en un 3,6%, de Ch\$ 264,2 mil millones en el año 2005 a Ch\$ 273,8 mil millones en 2006. Las ventas de Emgesa aumentaron en Ch\$ 12,8 mil millones en 2006, comparadas con 2005, debido primordialmente a un aumento en la producción hidroeléctrica de un 6,1% debido a la buena hidrología. La mezcla de ventas a precios regulados, no regulados y spot fue de un 43,5%, 19,7% y 36,8%, respectivamente. El precio promedio de ventas de Emgesa aumentó en un 6,3%. Este mejor resultado fue contrarrestado parcialmente por una disminución de Ch\$3,2 mil millones en las ventas de Betania, debido a una caída en los precios promedios de ventas de un 17,6% como resultado de una mejor hidrología, parcialmente compensado por el aumento de un 11,6% en las ventas físicas. El precio promedio de Endesa Chile de las ventas totales en Colombia aumentó en un 1,9%, de Ch\$ 17,5 por KWh en 2005 a Ch\$ 17,8 por kWh en 2006, expresado en pesos, de acuerdo al BT 64. Al ser expresado en moneda local, el aumento nominal del precio de ventas promedio fue de un 2,5% en 2006.

Los ingresos de nuestra generadora eléctrica en Perú, Edegel, aumentaron en un 40,0%, de Ch\$ 120,1 mil millones a Ch\$ 168,2 mil millones, principalmente debido a un 47,1% de aumento en las ventas de energía física de 2.166 GWh, lo que se explica por la incorporación de las cifras de la central térmica Ventanilla a partir de enero de 2006, a pesar de la reducción de un 4,2% del precio de ventas promedio como consecuencia de la reducción del precio local del gas natural reconocido por el sistema de precios del país. La mezcla de ventas a precios regulados, no regulados y spot es de un 40,2%, 50,6% y 9,1%, respectivamente. El precio de ventas promedio de la compañía bajó de Ch\$ 25,8 por kWh en 2005 a Ch\$ 24,7 por kWh en 2006, expresado en pesos y de acuerdo a la convención del BT 64. Al ser expresado en moneda local, la baja del precio nominal de ventas promedio fue de un 10,0% en 2006.

Gastos de explotación

La tabla que aparece a continuación establece el detalle por país de los gastos de explotación para 2005 y 2006 y el porcentaje de cambio año a año:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2005	2006	% de Cambio
Gastos de explotación (1)			
Chile.....	347.440	348.856	0,4
Argentina.....	144.220	195.691	35,7
Colombia.....	135.822	147.909	8,9
Brasil (2).....	20.030	-	-
Perú.....	56.569	100.804	78,2
Total.....	<u>704.081</u>	<u>793.260</u>	<u>12,7</u>

1. Se excluyen los gastos de administración y ventas.
2. Las tablas incluyen las cifras de Cachoeira Dourada del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005, fecha en la cual Endesa Chile traspasó sus inversiones en esta compañía a Endesa Brasil. Para mayores detalles, véase el "Ítem 4. Información de la Compañía—A. Historia y desarrollo de la Compañía".

Los gastos de explotación en Chile aumentaron en un 0,4% en 2006, con respecto a 2005. La mayor generación térmica en el último trimestre de 2006, provocada por severos cortes en los suministros del gas natural proveniente de Argentina, hicieron que los gastos de combustibles y otros gastos fijos aumentaran en Ch\$ 12,5 mil millones a pesar de la buena hidrología durante el año. Sin embargo, esto fue compensado por Ch\$ 12,9 mil millones de menores compras de capacidad y de energía. El costo de generación variable promedio, excluyendo el costo de las compras de la electricidad, disminuyó en un 2,1%, de Ch\$ 9,0 por KWh a Ch\$ 8,8 por KWh en 2006, como resultado del aumento en un 8,8% de la generación hidroeléctrica. El costo de las compras de electricidad, tanto de la energía como de la capacidad, disminuyó de Ch\$ 66,8 mil millones en 2005 a Ch\$ 53,8 mil millones en 2006, debido a la baja en un 41,9% de las compras de energía física como resultado de la mejor hidrología, mientras que el precio promedio de compras aumentó de Ch\$ 29,4 por KWh en 2005 a Ch\$ 40,9 por KWh en 2006.

Los gastos de explotación en Argentina aumentaron en Ch\$ 51,5 mil millones, de Ch\$ 144,2 mil millones en 2005 a Ch\$ 195,7 mil millones en 2006. La generación térmica e hidroeléctrica aumentó en un 3,7% y 28,3% respectivamente. El costo de combustibles aumentó en Ch\$ 45,3 mil millones, debido al uso de combustibles más caros en la generación de la electricidad cuando se compara al precio de los combustibles en 2005. La mayor generación a combustibles licuados fue el resultado de la escasez del gas natural en Argentina. El costo de generación variable promedio, excluyendo el costo de las compras de electricidad, aumentó de Ch\$ 7,9 por kWh en 2005 a Ch\$ 10,6 por kWh en 2006. Las compras de electricidad, tanto de la energía como de la capacidad, aumentaron en Ch\$ 894 millones en 2006, debido a un aumento en el precio de compras promedio, el que subió de Ch\$ 15,1 por kWh en 2005 a Ch\$ 21,6 por kWh en 2006, mientras que el volumen de compras disminuyó. La depreciación de los activos aumentó un 3,5%. La depreciación del peso contra el dólar hizo que los gastos de explotación totales aumentaran en Ch\$ 2,5 mil millones en 2006, con respecto a 2005. La tasa de cambio promedio del peso argentino contra el dólar permaneció estable en 2006, sin afectar significativamente los gastos de explotación.

Los gastos de explotación de Colombia aumentaron en un 8,9%, de Ch\$ 135,8 mil millones en 2005 a Ch\$ 147,9 mil millones en 2006. El costo de generación variable promedio, excluyendo el costo de las compras de la electricidad, subió de Ch\$ 3,3 por kWh en 2005 a Ch\$ 3,9 por kWh en 2006. Los costos del peaje y del transporte de energía aumentaron en Ch\$ 6,1 mil millones. El aumento del 46,1% de la generación térmica hizo que los costos de los combustibles aumentaran en Ch\$ 1,5 mil millones. Las compras de electricidad, tanto de energía como de electricidad, aumentaron ligeramente en Ch\$ 184 millones en 2006, debido al mayor precio de compra promedio, el que pasó de Ch\$ 15,7 por kWh en 2005 a Ch\$ 18,1 por kWh en 2006, a pesar de las compras físicas de energía que cayeron en un 13,2%. La depreciación de los activos aumentó un 2,1%. La depreciación del peso en relación al dólar hizo que aumentaran los gastos de explotación totales en Ch\$ 2,4 mil millones en 2006 en comparación con 2005.

Los gastos de explotación en Perú aumentaron en un 78,2%, de Ch\$ 56,6 millones en 2005 a Ch\$ 100,8 millones en 2006. Esto se debió principalmente a un aumento de Ch\$ 25,0 millones de los costos de

combustibles mediante la operación a ciclo abierto de la central térmica Ventanilla, la que fue incorporada a los activos de Edegel en junio de 2006. El costo de generación variable promedio, excluyendo el costo de las compras de electricidad, fue de Ch\$ 5,9 por GWh en 2005 con respecto a Ch\$ 7,6 por GWh en 2006. Las compras de electricidad, tanto de energía y de capacidad, aumentaron en Ch\$ 4,6 millones en 2006, debido al aumento en el precio promedio de compras de Ch\$ 37,3 por GWh en 2005 a Ch\$ 22,7 por GWh. La depreciación de los activos aumentó en un 55,5%, principalmente por la incorporación de Etevensa a los activos de Edegel, y otros costos fijos aumentaron en Ch\$ 5,1 millones. La depreciación del peso en relación al dólar aumentó los gastos de explotación totales en Ch\$ 1,0 mil millones en 2006 con respecto a 2005, mientras que la apreciación del 6,3% del Sol contra el dólar hizo que aumentaran los gastos en 2006.

Gastos de administración y ventas

Los gastos de administración y ventas permanecieron estables en Ch\$ 39,4 mil millones en 2006.

La tabla a continuación establece el detalle de los gastos de administración y ventas para 2005 y 2006 y el porcentaje de cambio año a año:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2005	2006	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006, con excepción de los porcentajes)		
Gastos de administración y ventas			
Chile.....	19.119	19.787	3,5
Argentina.....	2.683	3.170	18,2
Colombia.....	5.290	4.586	(13,3)
Brasil (1).....	3.684	-	
Perú.....	8.611	11.843	37,5
Gastos de administración y ventas totales.....	39.388	39.386	0,0

(1) Las tablas incluyen las cifras de Cachoeira Dourada desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2005, fecha en la cual Endesa Chile traspasó sus inversiones en esta compañía a Endesa Brasil. Para mayores detalles, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía— A. Historia y desarrollo de la Compañía”.

El aumento en los gastos de administración y ventas del 37,5% en Perú se debió a la incorporación de Etevensa a los activos de Edegel. Esto se compensó con la reducción de los gastos de administración y ventas del 13,3% en Colombia y por la falta de consolidación de Cachoeira Dourada, ya que Endesa Chile efectuó una contribución de sus inversiones en esta empresa a Endesa Brasil en 2005. Para mayores detalles, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía—A. Historia y desarrollo de la Compañía”.

Margen y resultado de explotación

Nuestro margen de explotación, es decir, el resultado de explotación como porcentaje de los ingresos, aumentó de un 35,2% en 2005 a un 37,7% en 2006. Este aumento se debe al mayor margen de explotación en Argentina y Chile, contrarrestado en parte por una reducción en el margen de explotación en Colombia y por la falta de consolidación de Cachoeira Dourada en Brasil, ya que su margen de explotación fue mayor que la cifra consolidada en 2005. La tabla siguiente representa nuestro margen de explotación por país:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de	
	2005	2006
	(porcentaje basado en cifras en GAAP de Chile en millones de Ch\$ al 31 de diciembre de 2006)	
Margen de explotación		
Chile.....	34,5%	44,1%
Argentina.....	8,2%	15,5%
Colombia.....	46,6%	44,3%
Brasil(1).....	44,4%	-
Perú.....	45,7%	33,0%

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de	
	2005	2006
	(porcentaje basado en cifras en GAAP de Chile en millones de Ch\$ al 31 de diciembre de 2006)	
Margen de explotación		
Margen de explotación total.....	<u>35,2%</u>	<u>37,7</u>

(1) Las tablas incluyen las cifras de Cachoeira Dourada del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005, fecha en la cual Endesa Chile traspasó sus inversiones en esta compañía a Endesa Brasil. Para mayores detalles, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía—A. Historia y desarrollo de la Compañía”.

El resultado de explotación consolidado de Endesa Chile, el resultado de la substracción de los gastos de explotación totales, incluyendo los gastos de administración y ventas (SG&A), de los ingresos de explotación, alcanzó Ch\$ 504,4 mil millones para 2006 en comparación con Ch\$ 403,2 mil millones para 2005. La siguiente tabla detalla el resultado de explotación por país para los años terminados al 31 de diciembre de 2005 y 2006:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2005	2006	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006, con excepción de los porcentajes)		
Resultado de explotación			
Chile.....	192.977	291.055	50,8
Argentina.....	13.184	36.554	177,3
Colombia.....	123.080	121.330	(1,4)
Brasil (1).....	18.960	-	-
Perú.....	54.954	55.536	1,1
Resultado de explotación total	<u>403.154</u>	<u>504.475</u>	<u>25,1</u>

(1) Las tablas incluyen las cifras de Cachoeira Dourada del 1 de enero al 30 de septiembre de 2005, fecha en la cual Endesa Chile traspasó sus inversiones en esta compañía a Endesa Brasil. Para mayores detalles, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía—A. Historia y desarrollo de la Compañía”.

La hidrología favorable de Chile, particularmente durante el período de junio a septiembre 2006, aunado a un buen proceso de derretimiento de nieve y a una mayor demanda por parte de los clientes permitieron un aumento de las ventas. La disminución del costo variable, considerando una menor generación térmica y menos compras de otros generadores, y los costos estables de la depreciación llevaron a una reducción en los gastos de explotación totales. Este menor costo de generación, junto al aumento en el precio de ventas promedio, explica el aumento del resultado de explotación chileno en un 50,8% y de un margen de explotación del 34,5% en 2005 al 44,1% en 2006.

En vista de la mayor demanda, el resultado de explotación de Argentina se benefició de las mayores ventas de energía durante 2006 de Endesa Costanera y El Chocón. Endesa Costanera experimentó mayores precios promedio, mientras que El Chocón disfrutó de mejores condiciones hidrológicas durante 2006. Este efecto positivo sobrepasó el aumento en los costos de explotación, los que esencialmente fueron impulsados por mayores costos de combustibles de Endesa Costanera. Como consecuencia, el resultado de explotación en Argentina aumentó en Ch\$ 23,4 mil millones, mientras que el margen de explotación aumentó de un 8,2% en 2005 a un 15,5% en 2006.

En Colombia el resultado de explotación disminuyó ligeramente en un 1,4%, debido principalmente a una disminución de Ch\$4,9 mil millones en el resultado de explotación en la central Betania, como resultado de un precio promedio de ventas más bajo y del costo más alto de las compras de energía, a pesar del 11,6% de aumento en las ventas físicas. Adicionalmente, Emgesa registró mayores gastos de explotación en peajes y en el transporte de energía. El margen de explotación de Emgesa permaneció relativamente fijo en 2006 en comparación con 2005, mientras que el margen de explotación de Betania cayó de un 43% en 2005 a un 33% en 2006, debido principalmente a las razones antes mencionadas. Esto último es lo que condujo básicamente a una disminución en general del resultado de explotación, así como el margen de explotación de Colombia.

Edegel, en Perú, produjo un resultado de explotación de Ch\$55,5 mil millones durante 2006, lo que se compara favorablemente con los Ch\$ 55,0 mil millones alcanzados en 2005, lo que es un aumento del 1,1 %. Sin embargo, el margen de explotación cayó al 33% en 2006 del 46% en 2005, debido principalmente a una reducción en el precio de ventas promedio de la electricidad de la empresa y a un aumento tanto en el costo variable de compras y de generación de electricidad. Esta última se vio fuertemente impactada por la consolidación de los costos de combustible, originados en la central térmica Ventanilla.

Resultados fuera de explotación

La tabla a continuación detalla cierto tipo de información concerniente a nuestros resultados fuera de explotación para cada uno de los períodos que se indican:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2005	2006	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006, con excepción de los porcentajes)		
Ingresos fuera de explotación:			
Ingreso financiero	15.878	14.818	(6,7)
Utilidad inversiones empresas relacionadas no consolidadas	21.823	42.470	94,6
Otros ingresos fuera de explotación	33.979	29.968	(11,8)
Egresos fuera de explotación:			
Gasto financiero.....	182.549	171.919	(5,8)
Pérdidas inversiones empresas relacionadas no consolidadas.....	7.969	125	(98,4)
Amortización menor valor de la inversión.....	1.395	943	(32,4)
Otros egresos fuera de explotación.....	54.711	43.568	(20,4)
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria	1.346	1.487	10,5
Diferencia de cambio	15.214	3.608	(76,3)
Resultados fuera de explotación.....	(158.384)	(124.204)	21,6

Los resultados fuera de explotación sumaron una pérdida de Ch\$ 124,2 mil millones en 2006 con respecto a la pérdida de Ch\$ 158,4 mil millones en 2005, que equivalen a una reducción de pérdidas de Ch\$ 34,2 mil millones. Los factores más importantes que contribuyeron a esta reducción incluyen los siguientes datos:

- El gasto financiero consolidado disminuyó en Ch\$ 10,6 mil millones, de Ch\$ 182,5 mil millones en 2005 a Ch\$ 171,9 mil millones en 2006, o 5,8%, debido principalmente a la reducción en la deuda financiera, al aumento del valor de la tasa de cambio promedio y al aumento de la capitalización de los gastos financieros relacionados con los proyectos de inversión. La falta de consolidación de Cachoeira Dourada, contrarrestada parcialmente por los aumentos en los balances de efectivo promedio, fueron los factores principales detrás de la baja en el ingreso financiero consolidado de Ch\$ 1,1 mil millones, de Ch\$ 15,9 mil millones a Ch\$ 14,8 mil millones en 2006.
- El resultado neto de las inversiones en empresas relacionadas aumentó en Ch\$ 28,5 mil millones en 2006, debido principalmente a los Ch\$ 24,2 mil millones de los resultados más altos de Endesa Brasil y al resultado negativo acumulado de Ch\$ 7,9 mil millones de nuestra compañía coligada CIEN en 2005, contrarrestado en parte por la reducción de Ch\$ 3,5 mil millones en el resultado de nuestra compañía coligada GasAtacama en 2006 con respecto al 2005.
- Otros ingresos y egresos fuera de explotación netos dieron un mejor resultado de Ch\$ 7,1 mil millones, debido principalmente a los Ch\$ 15,7 mil millones en la reducción de provisiones para contingencias, procesos legales y otras provisiones, Ch\$ 6,1 millones de indemnizaciones y compensaciones, esencialmente provenientes del ministerio de obras públicas chileno relacionadas con El Melón, los que se compensaron con los Ch\$ 12,9 mil millones menos en la diferencia de cambio de acuerdo al BT64 que surgió de nuestras filiales extranjeras, principalmente Betania y Edegel; Ch\$ 6,1 mil millones se debieron al efecto de la falta de consolidación de Cachoeira Dourada y Ch\$ 1,7 mil millones por la reducción de los costos y deudas del cliente recuperados.

- Los ingresos y egresos fuera de explotación netos fueron contrarrestados por un cambio neto negativo de Ch\$ 11,5 mil millones en 2006 con respecto al año anterior en la corrección monetaria y la diferencia de cambio que se mostraron, originados principalmente por el efecto de la depreciación del 3,7% del peso contra el dólar durante 2006, contra una apreciación del 8,8% durante 2005.

Utilidad neta

La tabla a continuación detalla nuestra utilidad neta para los períodos que se indican a continuación:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2005	2006	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006, con excepción de los porcentajes)		
Resultado de explotación	403.154	504.475	25,1
Resultado fuera de explotación.....	(158.384)	(124.204)	21,6
Utilidad neta antes de impuestos, interés minoritaria y amortización del mayor valor de la inversión	244.770	380.271	55,4
Impuestos sobre las utilidades.....	(61.403)	(99.414)	61,9
Impuestos diferidos	(32.482)	(31.443)	(3,2)
Impuestos sobre las utilidades totales	(93.885)	(130.857)	39,4
Interés minoritario.....	(53.570)	(65.911)	23,0
Amortización del mayor valor de la inversión	15.632	6.037	(61,4)
Partidas extraordinarios	0	0	n.a.
Utilidad neta	112.946	189.540	67,8

Impuestos sobre las utilidades. Tanto los impuestos sobre las utilidades como así también los impuestos diferidos aumentaron en Ch\$ 37,0 mil millones durante 2006, en comparación con 2005. Los impuestos sobre las utilidades consolidados sumaron Ch\$ 130,9 mil millones y consistía en un cobro de Ch\$ 99,4 mil millones de impuestos sobre las utilidades, lo que representa un aumento de Ch\$ 38,0 mil millones sobre 2005 relacionados a los mejores resultados sujetos a impuestos, principalmente de Endesa Chile y sus filiales chilenas, y Ch\$ 31,4 mil millones en impuestos diferidos, los que cayeron en Ch\$ 1,0 mil millones con respecto al 2005. La tasa impositiva real de la empresa (la relación del total de los impuestos sobre las utilidades con la de los impuestos antes de las utilidades) fue de un 38% en 2005 y un 34% en 2006 debido al aumento en la porción de nuestras utilidades que es imponible a una menor tasa chilena.

El interés minoritario. Los gastos de interés minoritario aumentaron en Ch\$ 12,3 mil millones en 2006, debido principalmente a una mayor utilidad neta de nuestras filiales en Colombia y Argentina, contrarrestados parcialmente por la menor utilidad neta en Perú.

4. Análisis comparativo por país de los resultados de explotación y los detalles de las cifras fuera de explotación de 2005 con respecto a 2004

Ingresos de explotación

Los ingresos de las ventas en Chile correspondieron al 48,8% y al 45,3% de nuestros ingresos consolidados en 2005 y 2004, respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina correspondieron al 14,0% de nuestros ingresos consolidados en 2005 con respecto al 14,4% en 2004. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia correspondieron al 23,0% de nuestros ingresos consolidados en 2005 con respecto al 24,3% en 2004 y los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil correspondieron al 3,7% de nuestros ingresos consolidados en 2005 con respecto al 4,1% en 2004. Los ingresos de las ventas de electricidad en Perú correspondieron al 10,5% de nuestros ingresos consolidados en 2005 con respecto al 11,9% en 2004. En 2005 tanto como en 2004, otros ingresos que no provienen de las actividades principales correspondieron a menos que el 5% de los ingresos consolidados totales tanto en 2005 como en 2004.

Las tablas que aparecen a continuación describen el desglose por país de los ingresos de explotación totales y el volumen de ventas de GWh de Endesa Chile para los años 2004 y 2005 y el cambio porcentual de un año al otro:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006, con excepción de los porcentajes)		
Ingresos			
Chile.....	494.589	559.537	13,1
Argentina.....	156.864	160.088	2,1
Colombia.....	265.917	264.192	(0,6)
Brasil (*).....	44.432	42.673	4,0
Perú.....	130.501	120.134	(7,9)
Ingresos totales.....	<u>1.092.304</u>	<u>1.146.623</u>	<u>5,0</u>

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(GWh)	(GWh)	
Ventas de energía			
Chile.....	18.462	20.730	12,3
Argentina.....	11.603	12.579	8,4
Colombia.....	15.148	15.078	(0,5)
Brasil*.....	3.902	2.897	(25,7)
Perú.....	4.328	4.600	6,3
Total.....	<u>53.443</u>	<u>55.884</u>	<u>4,6</u>

(*) Las tablas incluyen las cifras de Cachoeira Dourada desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre de 2005, fecha en la cual Endesa Chile traspasó sus inversiones en esta compañía a Endesa Brasil. Para mayores detalles, Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía—A. Historia y desarrollo de la Compañía”.

Los ingresos totales en Chile en 2005 aumentaron en un 13,1% de Ch\$ 494,6 mil millones a Ch\$ 595,5 mil millones, producto de un aumento de las ventas físicas y la estabilidad de los precios de electricidad. La hidrología favorable durante la segunda mitad del año, en particular durante el período de junio a septiembre, le permitió a la compañía aumentar sus ventas físicas derivadas de la generación hidroeléctrica. Las ventas físicas de energía de la Compañía en Chile sumaron 20.730 GWh, equivalente a un crecimiento de 12,3% con respecto al 2004. El aumento de las ventas de electricidad reflejan un incremento de 0,3% del precio promedio de ventas de Ch\$ 25,3 por kWh en 2004 a Ch\$ 25,2 por kWh en 2005, debido a los aumentos registrados en el precio de nudo y el precio promedio del mercado spot.

Los ingresos en Argentina aumentaron en un 2,1% de Ch\$ 156,8 mil millones en 2004 a Ch\$ 160,1 mil millones en 2005. Las ventas físicas de energía de El Chocón sumaron 4.113 GWh en 2005, un aumento del 13,3 % con respecto al año anterior debido a una mejor hidrología. Los volúmenes de las ventas físicas de energía de Endesa Costanera subieron en un 6,2% durante 2005, alcanzando 8.466 GWh, con respecto a los 7.973 GWh del año anterior, debido a la mayor demanda de electricidad y su capacidad de generar con combustibles licuados. Los factores positivos se vieron afectados en parte con una disminución del 4,6% de los ingresos de Endesa Costanera a Ch\$ 119,8 mil millones. El menor nivel de ingresos se explica fundamentalmente por la reducción de las facturaciones del negocio de exportaciones a Brasil, como consecuencia de la incapacidad de Endesa Costanera de dar pleno cumplimiento con sus compromisos contractuales con estos clientes. (Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — B. Vista general del negocio — Las operaciones en Argentina”). El precio promedio de ventas de la Compañía en Argentina según se expresa en pesos, conforme con el BT 64, disminuyó en un 5,9%, de Ch\$ 13,5 por kWh en 2004 a Ch\$ 12,8 por kWh en 2005. Sin embargo, al expresarlo en la moneda local de Argentina, el precio promedio de ventas aumentó en un 5,2% en 2005 debido al incremento del precio spot del mercado mayorista.

Los ingresos en Colombia bajaron levemente en un 0,6% de Ch\$ 265,9 mil millones en 2004 a Ch\$ 264,2 mil millones en 2005. Los ingresos de Emgesa disminuyeron en Ch\$ 3,6 mil millones con respecto al año anterior, lo que se debe principalmente a una caída de 2,0% del precio de ventas físicas de energía producto de una hidrología menor. Los menores ingresos de Emgesa se compensaron en parte con un aumento de Ch\$ 1,8 mil millones de los ingresos de Betania debido al aumento de 13,4% de la producción con respecto al 2004, lo que le permitió aumentar sus ventas físicas de energía en un 8,0%. El precio promedio de ventas disminuyó en un 0,3% de Ch\$ 17,6 por kWh

en 2004 a Ch\$ 17,5 por kWh en 2005, expresado en pesos, conforme con el BT 64. Al expresarlo en la moneda local, el precio de ventas promedio nominal disminuyó en un 1,2% en 2005.

Los ingresos de nuestra ex filial, Cachoeira Dourada, se derivaron de los resultados consolidados del período comprendido entre enero y septiembre de 2005 como consecuencia de haber dejado de consolidar Cachoeira Dourada el 1 de octubre de 2005. Los ingresos de los primeros nueve meses de 2005, Ch\$ 42,7 mil millones, representaron solamente una disminución de 4,0% con respecto a los ingresos de los doce meses de 2004, que fueron Ch\$ 44,4 mil millones. Esto se atribuye principalmente a una hidrología favorable en la región sudeste central oeste en 2005, además del mayor precio promedio de ventas. El precio promedio de ventas de la Compañía en su totalidad aumentó en un 29,3% de Ch\$ 11,4 por kWh en 2004 a Ch\$ 14,7 por kWh en 2005, expresado en pesos de conformidad con el BT 64. En la moneda local de Brasil, el precio promedio de ventas de la Compañía aumentó en un 11,4% durante 2005.

Los ingresos derivados de las ventas de nuestra generadora eléctrica de Perú, Edegel, disminuyeron en un 7,9%, de Ch\$ 130,5 mil millones en 2004 a Ch\$ 120,1 mil millones en 2005, debido principalmente al menor precio promedio de ventas de electricidad, lo que se compensó con un aumento del 9,2% de las ventas físicas debido a la mayor demanda y una hidrología mejor. El precio promedio de ventas disminuyó de Ch\$ 29,9 por kWh en 2004 a Ch\$ 25,7 por kWh en 2005, equivalente a una disminución del 13,8%, según se expresa en pesos de conformidad con el BT 64. La disminución del precio de ventas promedio nominal fue el 3,3% en 2005.

Gastos de explotación

La tabla que aparece a continuación establece el detalle por país de los gastos de explotación para los años 2004 y 2005 y el porcentaje de cambio año a año:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2005, con excepción de los porcentajes)		
Gastos de explotación (1)			
Chile.....	316.191	347.440	9,9
Argentina.....	117.783	144.220	22,4
Colombia.....	136.645	135.822	(0,6)
Brasil.....	27.450	20.030	(27,0)
Perú.....	67.463	56.569	(16,1)
Total.....	<u>665.531</u>	<u>704.081</u>	<u>5,8</u>

(1) Se excluyen los gastos de administración y ventas.

Los gastos de explotación en Chile aumentaron en un 9,9% en 2005 con respecto al 2004, lo que se debe principalmente a los mayores gastos en combustibles de la generación térmica y a las compras de electricidad como resultado de la llegada demorada de la temporada de lluvia en Chile que finalmente comenzó en junio. El costo de generación variable promedio, con la excepción de las compras de electricidad, disminuyó en un 4,4% a Ch\$ 9,4 por kWh en 2004 de Ch\$ 9,0 por kWh en 2005, producto del aumento del 26,5% de la generación hidroeléctrica en Chile. El costo de las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la capacidad, subieron de los Ch\$ 56,2 mil millones en 2004 a Ch\$ 66,4 mil millones en 2005, principalmente debido al aumento de 18,5% de las compras físicas de GWh, mientras el precio promedio de compras pasó de Ch\$ 29,3 en 2004 a Ch\$ 29,2 en 2005. La depreciación de activos en Chile aumentó de Ch\$ 69,4 mil millones en 2004 a Ch\$ 78,5 mil millones en 2005, fundamentalmente como consecuencia de la depreciación de Ralco durante 12 meses en 2005, con respecto a 3 meses en 2004.

Los gastos de explotación en Argentina aumentaron en Ch\$ 26,4 mil millones a Ch\$ 144,2 mil millones en 2005 de Ch\$ 117,8 mil millones en 2004. La generación térmica y la hidroeléctrica aumentaron en un 6,9% y un 14,6%, respectivamente. El costo de combustible aumentó en Ch\$ 26,2 mil millones, lo que se atribuye esencialmente a la generación eléctrica a base de combustibles licuados (el *fuel oil*) y representa la principal razón del aumento de los costos en Argentina. El mayor uso de los combustibles licuados fue consecuencia de la escasez de gas natural en

Argentina. El costo de generación variable promedio, con la excepción del costo de las compras de electricidad, aumentó de Ch\$ 6,0 por kWh en 2004 a Ch\$ 7,9 por kWh en 2005 debido al mayor costo del combustible. Las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la capacidad, disminuyeron en Ch\$ 1,5 mil millones durante 2005 debido principalmente a una disminución del precio promedio de compras, que cayó de Ch\$ 19,8 en 2004 a Ch\$ 15,0 en 2005. La depreciación de activos disminuyó en un 9,3%. La apreciación del peso con respecto al dólar hizo bajar los gastos de explotación totales en Ch\$ 13,4 mil millones en 2005 con respecto al 2004. El tipo de cambio promedio del peso argentino con el dólar se mantuvo estable en 2005, sin tener un impacto significativo en los gastos de explotación.

Los gastos de explotación en Colombia disminuyeron levemente en un 0,6% a Ch\$ 135,8 mil millones en 2005 de Ch\$ 136,6 mil millones en 2004. Los peajes y los costos en transporte de energía aumentaron en Ch\$ 5,9 mil millones debido al aumento del costo de generación variable promedio que, con la excepción del costo de las compras de energía, aumentó de Ch\$ 4,5 por kWh en 2004 a Ch\$ 5,1 por kWh en 2005. Las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la capacidad, disminuyeron en Ch\$ 4,6 mil millones durante 2005 principalmente atribuido al menor precio de compras promedio, que cayó de Ch\$ 10,5 en 2004 a Ch\$ 9,3 en 2005. Esto explica la reducción de Ch\$ 4,6 mil millones del costo de las compras de electricidad, lo que compensó en parte los mayores costos. La depreciación de activos disminuyó en un 11,4%. La apreciación del peso con respecto al dólar hizo bajar los gastos de explotación totales en Ch\$ 15,4 mil millones en 2005 con respecto al 2004, mientras que la apreciación del 11,7% del peso colombiano en términos del dólar tuvo un impacto creciente en los gastos.

Los gastos de explotación en Brasil disminuyeron en un 27,0% a Ch\$ 20,0 mil millones en 2005 de Ch\$ 27,5 mil millones en 2004, lo que refleja fundamentalmente la enajenación de Cachoeira Dourada el 1 de octubre de 2005. Sin considerar la enajenación de Cachoeira Dourada, al comparar los primeros nueve meses de cada año, los gastos de explotación en septiembre de 2005, con respecto al mes de septiembre en 2004, también disminuyeron, pero de menor grado, en un 4,7%. La reducción de los gastos de explotación de Cachoeira Dourada se explica principalmente por una mayor hidrología en 2005 con respecto al 2004, permitiéndonos reducir la electricidad que compramos de otras generadoras, además de la reducción que se debe a la depreciación. La depreciación de activos disminuyó en un 31,2% en diciembre de 2005 y bajó en un 15% al comparar septiembre de 2005 con septiembre de 2004, y recibió un fuerte impacto por la reevaluación del real y del peso. La apreciación del peso frente al dólar hizo reducir los gastos de explotación totales en Ch\$ 3.1 mil millones en 2005 con respecto al 2004. La apreciación promedio del real frente al tipo de cambio del dólar fue el 16,8% en 2005.

Los gastos de explotación en Perú disminuyeron en un 16,1% a Ch\$ 56,6 mil millones en 2005 de Ch\$ 67,5 mil millones en 2004, principalmente debido a los menores costos de combustibles y la reducción de las compras de electricidad junto con el uso del gas natural de Camisea en lugar del diesel, lo que permitió la generación térmica de electricidad a un costo variable mucho menor. El costo de generación variable promedio por kWh, con la excepción de las compras de electricidad, disminuyó de Ch\$ 8,1 en 2004 a Ch\$ 5,9 en 2005. Las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la capacidad, disminuyeron en Ch\$ 2,3 mil millones durante 2005 lo que se atribuye fundamentalmente a la caída del precio promedio de compras, que pasó de Ch\$ 33,3 en 2004 a Ch\$ 22,8 en 2005. El costo de la depreciación de activos disminuyó en un 10,0%. La apreciación del peso frente al dólar hizo reducir los gastos de explotación totales en Ch\$ 7,6 mil millones en 2005 con respecto al 2004, mientras que la apreciación promedio del 3,4% del sol en términos del tipo de cambio del dólar en 2005 compensó en parte este efecto.

Gastos de administración y ventas

Los gastos de administración y ventas aumentaron en un 8,1% a Ch\$ 39,4 mil millones en 2005 de Ch\$ 36,4 mil millones en 2004.

La tabla que aparece a continuación describe el desglose de los gastos de administración y ventas para los años 2004 y 2005 y el cambio porcentual de un año al otro:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2004 con excepción de los porcentajes)		
Gastos de administración y ventas			
Chile.....	20.032	19.119	(4,6)
Argentina.....	2.718	2.683	(1,3)
Colombia.....	3.976	5.290	33,1
Brasil.....	1.842	3.684	100,0
Perú.....	7.868	8.611	9,4
Gastos de administración y ventas totales.....	<u>36.435</u>	<u>39.387</u>	<u>8,1</u>

Los factores más importantes asociados a este aumento de los gastos de administración y ventas fueron los mayores costos de personal en Colombia y Brasil que se atribuyen a un aumento relacionado con la cancelación en libro del pago de facturaciones morosas a CELG, las que devengaron antes de poder firmar un contrato nuevo con este cliente en el año 2004. Para detalles sobre este contrato, véase el “Ítem 4B—Vista general del negocio—Las operaciones en Brasil.

Margen y resultado de explotación

Nuestro margen de explotación, es decir, el resultado de explotación como porcentaje de los ingresos, disminuyó del 35,7% en 2004 a 35,2% en 2005. Esta reducción leve se explica fundamentalmente por el menor margen de explotación en Argentina, lo que se compensó en parte con los mejores márgenes registrados en Chile, Brasil y Perú.

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de	
	2004	2005
	(basado en las cifras en los GAAP de Chile en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2006)	
Margen de explotación		
Chile.....	32,0%	34,5%
Argentina.....	23,2%	8,2%
Colombia.....	47,1%	46,6%
Brasil.....	34,1%	44,4%
Perú.....	42,3%	45,7%
Margen de explotación consolidado.....	<u>35,7%</u>	<u>35,2%</u>

El resultado de explotación de Endesa Chile, el resultado de la substracción de los gastos de explotación totales, incluyendo los gastos de administración y ventas (SG&A), de los ingresos de explotación, alcanzó Ch\$ 403,2 mil millones en 2005 con respecto a Ch\$ 390,3 mil millones en 2004. La tabla que aparece a continuación detalla el resultado de explotación por país para los años terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2005:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2005, con excepción de los porcentajes)		
Resultado de explotación			
Chile.....	158.365	192.977	21,9
Argentina.....	36.364	13.184	(63,7)
Colombia.....	125.298	123.080	(1,8)
Brasil.....	15.140	18.960	25,2
Perú.....	55.170	54.953	(0,4)
Total.....	<u>390.337</u>	<u>403.154</u>	<u>3,3</u>

Debido a una hidrología favorable en Chile durante la segunda mitad del año, en particular durante el período de junio a septiembre, el margen y el resultado de explotación aumentaron producto de las mayores ventas físicas y la estabilidad de los precios, lo que se compensó en parte con un aumento de los costos de combustibles y de las compras de energía durante el primer semestre de 2005.

El efecto de la apreciación del peso en los ingresos y gastos tuvo un impacto negativo en los márgenes puesto que los ingresos de las filiales extranjeras se convirtieron al peso, de conformidad con el BT 64, a un tipo de cambio del fin del ejercicio menor en el año 2005 que en el año 2004. Adicionalmente, el efecto positivo que tuvo esta apreciación en los precios de los combustibles se vio afectado por el impacto más fuerte que tuvo la crisis argentina del gas natural en los precios y el mayor nivel de los precios de combustibles en el mercado internacional, los cuales se denominan en el dólar

Los márgenes de explotación y el resultado de explotación en Argentina disminuyeron debido principalmente a las operaciones de la filial Endesa Costanera, la que registró una cifra negativa de Ch\$1,9 mil millones en el resultado de explotación de Endesa Chile con respecto a Ch\$30,1 mil millones en 2004, aunque bajo los GAAP de Argentina aparece como un ganancia operacional. La disminución de Ch\$32,1 mil millones de los resultados operacionales de Endesa Costanera en 2005 se explica fundamentalmente por los menores márgenes de explotación asociados a las líneas de interconexión con Brasil. La central hidroeléctrica El Chocón registró un mayor resultado de explotación de Ch\$19,0 mil millones producto de una mejor hidrología y el aumento de las ventas de energía debido a las alzas en los precios del gas natural en el mercado mayorista, lo que compensó en parte los menores resultados de explotación de Endesa Costanera.

Los márgenes de explotación y el resultado de explotación en Brasil aumentaron porque las condiciones comerciales y de mercado, incluyendo la demanda de electricidad, el nivel de precios y la hidrología, fueron favorables para Cachoeira durante 2005. El resultado de explotación durante los primeros nueve meses de 2005 fue el 25,2% mayor que el resultado registrado para todo el año 2004, alcanzando Ch\$19 mil millones para el período de nueve meses en 2005, con respecto a Ch\$15,1 mil millones para todo el año 2004.

En Colombia, los márgenes de explotación y el resultado de explotación disminuyeron fundamentalmente producto de la menor hidrología que prevaleció durante el año en la zona de Guavio y que obligó a Emgesa a reducir su generación hidroeléctrica en un 4,3 % con respecto al 2004 y a aumentar su generación térmica. La central Betania aumentó su generación hidroeléctrica en un 13,4 %, aunque esto se compensó con un aumento del 67,0% de los costos de las compras de electricidad. El resultado de explotación de Emgesa disminuyó levemente de Ch\$ 106,7 mil millones en 2004 a Ch\$ 106 mil millones en 2005 y el resultado de explotación de Betania disminuyó de Ch\$ 18.6 mil millones en 2004 a Ch\$ 17.2 mil millones en 2005.

Edegel, en Perú, registró mayores márgenes de explotación y un menor resultado de explotación. El último se debe fundamentalmente a la reducción del 13,8% del precio promedio de ventas, lo que se compensó en parte con un aumento de 6,3% de las ventas de energía física de 4.328 GWh en 2004 a 4.600 GWh en 2005. En lo que se refiere al resultado de explotación, esto se tradujo en una reducción de Ch\$ 54,9 mil millones en 2004 a Ch\$ 55,1 mil millones en 2005. Asimismo, en términos consolidados, los menores resultados operacionales de Edegel para 2005 no tuvieron un impacto sustancial en los resultados consolidados totales de Endesa Chile, debido a la participación porcentual de 13,6% de las operaciones de Edegel como parte de las operaciones consolidadas totales de Endesa Chile.

Resultados fuera de explotación

La tabla que a continuación detalla cierto tipo de información relativa a nuestros resultados fuera de explotación para cada uno de los períodos que se indican:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2005, con excepción de los porcentajes)		
Ingresos fuera de explotación:			
Ingreso financiero	15.773	15.879	0,7
Utilidad inversiones empresas relacionadas no consolidadas	10.404	21.823	7,0
Otros ingresos fuera de explotación	54.202	33.979	(37,3)

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2005, con excepción de los porcentajes)		
Egresos fuera de explotación:			
Gasto financiero.....	(203.679)	(182.549)	(10,4)
Pérdida inversiones empresas relacionadas no consolidadas.....	(91)	(7.969)	8,625,1
Amortización menor valor de la inversión.....	(1.548)	(1.395)	(9,9)
Otros egresos fuera de explotación.....	(83.865)	(54.711)	(34,8)
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria.....	2.339	1.346	(42,5)
Diferencia de cambio.....	21.822	15.214	(30,3)
Resultados fuera de explotación.....	<u>(174.644)</u>	<u>(158.384)</u>	<u>(9,3)</u>

Los resultados fuera de explotación sumaron una pérdida de Ch\$ 158,4 mil millones en 2005 con respecto a la pérdida de Ch\$ 174,7 mil millones en 2004, resultando en Ch\$ 16,2 mil millones menos de pérdidas. Los principales factores que llevaron a esta reducción incluyen:

- Una reducción del gasto financiero consolidado de Ch\$ 21,1 mil millones, de Ch\$ 203,7 mil millones en 2004 a Ch\$ 182,6 mil millones en 2005, producto de una menor deuda y la apreciación del peso frente al dólar. Los mayores balances de caja promedio también hicieron aumentar el ingreso financiero en Ch\$ 0,1 mil millones de Ch\$ 15,7 mil millones a Ch\$ 15,8 mil millones.
- Los otros egresos e ingresos fuera de explotación netos muestran mejores resultados de Ch\$ 8,9 mil millones, lo que se explica fundamentalmente con una mejora de Ch\$ 25,0 mil millones del ajuste por conversión (el BT 64 del Colegio Chileno de Contadores) de nuestras filiales extranjeras, en particular las compañías colombianas Emgesa y Betania, la antigua filial brasileña Cachoeira Dourada y la filial peruana Edegel, y con Ch\$ 13,5 mil millones de menores provisiones para la renegociación de energía y capacidad, lo que se compensaron en parte con Ch\$ 21,3 mil millones de mayores provisiones para contingencias y litigios y una reducción de Ch\$ 7,4 mil millones de los resultados de la liquidación de contratos *swap*.

Utilidad neta

La tabla a continuación detalla nuestra utilidad neta para los períodos que se indican:

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2004	2005	% de Cambio
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2005, con excepción de los porcentajes)		
Resultado de explotación.....	390.339	403.154	3,3
Resultado fuera de explotación.....	(174.644)	(158.384)	(9,3)
Utilidad neta antes de impuestos, interés minoritario y amortización del mayor valor de la inversión.....	215.693	244.770	13,5
Impuestos sobre las utilidades.....	(55.826)	(61.403)	9,9
Impuestos diferidos.....	(42.996)	(32.482)	(24,5)
Impuestos sobre las utilidades totales.....	(98.823)	(93.885)	(5,0)
Interés minoritario.....	(45.274)	(53.571)	18,3
Amortización del mayor valor de la inversión.....	17.031	15.632	(8,2)
Utilidad neta.....	<u>88.628</u>	<u>112.946</u>	<u>27,4</u>

Los impuestos sobre las utilidades. El impuesto sobre las utilidades e impuestos diferidos corrientes disminuyeron en Ch\$ 4,9 mil millones con respecto al 2004. Los impuestos sobre las utilidades consolidados alcanzaron Ch\$ 93,9 mil millones en 2005, consistiendo en un pasivo de Ch\$ 61,4 mil millones de impuestos sobre las utilidades, un aumento de Ch\$ 5,6 mil millones con respecto al 2004 relacionados a mayores ingresos imponibles, y Ch\$ 32,5 mil millones de impuestos diferidos, los cuales cayeron en Ch\$ 10,5 mil millones con

respecto al 2004. El menor pasivo de impuestos diferidos en 2005 se explica esencialmente por Ch\$ 12,0 mil millones de Endesa Costanera y Ch\$ 9,7 mil millones de Edegel debido a un acuerdo legal logrado en virtud de la imposición del impuesto sobre las utilidades de SUNAT (véase el “Ítem 8. Información financiera – A. Estados consolidados y otra información financiera – Los procesos legales”), compensado por Ch\$ 8,9 mil millones de Endesa Chile (la sociedad matriz).

El interés minoritario. Los gastos de interés minoritario aumentaron en Ch\$ 8,3 mil millones en 2005, principalmente producto de la mayor utilidad neta de nuestras filiales en Colombia y Perú, lo que se compensó en parte con la menor utilidad neta de San Isidro en Chile.

B. Liquidez y los recursos de capital

La sección a continuación contiene una descripción de nuestras fuentes y usos de caja y refleja los principales generadores del flujo de caja de Endesa Chile, de conformidad con lo habitualmente informado a los tenedores de nuestra deuda y lo incluido en las razones de las disposiciones financieras. Estos comentarios y análisis son pertinentes para los tenedores de obligaciones de Endesa Chile puesto que no hay ningún efecto contable ya que las cifras sólo corresponden al efectivo. (Para mayor información acerca de los flujos de caja bajo una óptica contable en lugar de financiera, véase el estado consolidado de los flujos de caja en el Ítem 18.

Endesa Chile recibe un flujo de caja de sus propios activos operacionales, las filiales de propiedad absoluta y las filiales que no son de propiedad absoluta además de las compañías coligadas en Chile y el exterior.

Los flujos de caja generados por Endesa Chile y las filiales en las cuales Endesa Chile tiene una participación del 100% (es decir, San Isidro, Endesa Chile Internacional y Cono Sur) se incluyen en el análisis como ingresos y egresos de actividades operacionales, puesto que los ingresos y gastos de estas compañías son de propiedad absoluta de Endesa Chile. Los ingresos y egresos de las filiales que no son de propiedad absoluta (Pehuenche, Pangué, Celta, Endesa Eco, Ingendesa, Enigesca, Túnel El Melón, Endesa Costanera, El Chocón, Betania, Emgesa y Edegel) y las compañías relacionadas (Electrogas, Gas Atacama, HidroAysén y Endesa Brasil) en Chile y en el exterior se incluyen en el análisis fundamentalmente como dividendos y reducciones de capital y además como ingreso financiero y amortización de deudas entre compañías.

(Cifras en millones de \$)	2005	2006
CAJA INICIAL (A)	125,8	23,4
FUENTES (B) + (C)	1.106,3	1.622,2
Ingresos de caja de Chile (B)	981,5	1.238,4
Caja de operaciones	863,8	960,2
Ingreso financiero de las filiales chilenas.....	5,8	2,1
Dividendos de las filiales chilenas.....	66,8	143,5
Amortización de deuda entre compañías de las filiales chilenas.....	0,0	92,9
Otros ingresos de actividades no operacionales.....	45,2	39,7
Ingresos de caja de las filiales extranjeras (C)	124,8	383,8
Ingreso financiero de las filiales extranjeras.....	11,5	44,8
Dividendos de las filiales extranjeras.....	50,3	43,7
Reducciones de capital.....	18,3	0,0
Amortización de deuda entre compañías de las filiales extranjeras	42,6	293,3
Comisiones de administración y otros	2,0	2,0
USOS (D) + (E)	1.208,8	1.542,5
Egresos de caja de operaciones (D)	654,5	786,9
Egresos de caja de operaciones	594,2	723,6
Impuestos	60,3	63,3
Egresos de caja de las actividades no operacionales (E)	554,3	755,6
Créditos entre compañías	41,0	0,0
Gasto financiero y contratos de derivados.....	215,8	204,5

(Cifras en millones de \$)	2005	2006
Pagos de dividendo	60,8	131,3
Amortización de la deuda financiera neta.....	221,3	411,4
Otros	15,4	8,4
CAJA FINAL (A)+(B)+(C)-(D)-(E).....	23,4	103,1

Para el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2006, las principales fuentes de fondos de Endesa Chile fueron las siguientes:

\$ 960,2 millones de ingresos de caja derivados de los ingresos de explotación de Endesa Chile y de sus filiales chilenas de propiedad absoluta, antes de impuestos y gasto financiero;

\$ 244,4 millones de ingresos financieros, dividendos y amortización de los créditos entre compañías de sus filiales chilenas que no son de propiedad absoluta;

\$ 39,7 millones de actividades no operacionales, lo que incluye \$ 19,4 millones de la venta de los derechos de agua a HidroAysén, \$ 19,1 millones del ingreso financiero y la amortización de créditos entre compañías de las empresas relacionadas y de terceros, \$ 1,2 millones de dividendos de las empresas chilenas relacionadas;

\$ 44,8 millones de ingresos financieros de deuda entre compañías con sus filiales colombianas y argentinas;

\$ 43,7 millones de dividendos de las filiales y empresas relacionadas extranjeras que incluyen \$ 24,7 millones de Brasil (empresa relacionada) y \$ 19,0 millones de Perú;

\$ 293,3 millones de la amortización de deuda entre compañías de filiales colombianas y argentinas.

Los ingresos de caja acumulados que provienen de estas fuentes sumaron los \$ 1.622,2 millones.

Para el mismo período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2006, los egresos de caja principales de Endesa Chile sumaron la suma de \$ 1.542,4 millones, producto de los siguientes elementos:

\$ 723,6 millones de los gastos de explotación de Endesa Chile y de sus filiales chilenas de propiedad absoluta que incluyen los gastos de inversión y de capital;

\$ 63,3 millones del impuesto a la venta neto pagado por Endesa Chile y sus filiales chilenas de propiedad absoluta;

\$ 204,5 millones del gasto financiero (cifra neta después de los contratos de derivados). En 2005, los instrumentos de derivados ocasionaron una cifra negativa de \$ 3,1 millones.

\$ 131,3 millones de pagos de dividendos realizados por Endesa Chile y los dividendos realizados por las filiales de propiedad absoluta de Endesa Chile a terceros; y

\$ 411,4 millones de la amortización de la deuda financiera neta (restando la nueva deuda utilizada para el refinanciamiento) que incluía un bono Yankee de \$ 150 millones emitido por Endesa Chile Internacional con vencimiento en abril de 2006 y la emisión de un bono nacional de aproximadamente \$ 200 millones con vencimiento en agosto de 2006. Estos vencimientos se cubrieron con los flujos de caja operacionales de Endesa Chile y sus filiales de propiedad absoluta, el flujo de caja de sus filiales extranjeras y otras fuentes de liquidez disponibles

Para el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2005, las principales fuentes de fondos de Endesa Chile fueron las siguientes:

\$ 863,8 millones de ingresos de caja derivados de los ingresos de explotación de Endesa Chile y de sus filiales chilenas de propiedad absoluta, antes de impuestos y gasto financiero;

\$ 72,6 millones de ingresos financieros, dividendos y amortización de los créditos entre compañías de sus filiales chilenas que no son de propiedad absoluta;

\$ 32,7 millones de actividades no operacionales, lo que incluye \$ 5,5 millones de la venta de activos, \$ 24,2 millones del ingreso financiero y la amortización de créditos entre compañías de las empresas relacionadas y de terceros, \$ 3 millones de dividendos de las empresas relacionadas.

Adicionalmente, la partida de “ingresos financieros de deuda entre compañías” en el ingreso de caja de Chile incluye ingresos por \$ 12,5 millones recibidos de la reclasificación de saldos de potencia firme en el SIC realizada por el CDEC-SIC para el período comprendido entre abril de 2000 y marzo de 2004;

\$ 11,5 millones de ingresos financieros de deuda entre compañías con nuestras filiales argentinas;

\$ 50,3 millones de dividendos que incluyen \$ 36,1 millones de Cachoeira Dourada (antes de que formase parte de Endesa Brasil) y \$ 14,1 millones de las filiales peruanas;

\$ 18,3 millones de reducciones de capital entregados en su totalidad por nuestras filiales peruanas;

\$ 42,6 millones de la amortización de deuda entre compañías de nuestras filiales colombianas.

Los ingresos de caja acumulados que provienen de estas fuentes sumaron aproximadamente \$ 1.106,3 millones.

Para el mismo período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2005, los egresos de caja principales de Endesa Chile sumaron aproximadamente \$ 1.208,8 millones, producto de los siguientes elementos:

\$ 594,2 millones de los gastos de explotación de Endesa Chile y de sus filiales chilenas de propiedad absoluta que incluyen los gastos de inversión y de capital;

\$ 60,3 millones del impuesto a la venta neto pagado por Endesa Chile y sus filiales chilenas de propiedad absoluta;

\$ 41,0 millones de créditos entre compañías netos que pidieron prestados sus filiales chilenas en las cuales Endesa Chile no tiene una participación del 100%;

\$ 215,8 millones del gasto financiero (cifra neta después de los contratos de derivados). En 2005, los instrumentos de derivados ocasionaron una cifra negativa de \$ 8,9 millones.

\$ 60,8 millones de pagos de dividendos realizados por Endesa Chile y los dividendos realizados por las filiales de propiedad absoluta de Endesa Chile a terceros. Durante el año 2005, Endesa Chile modificó su política de dividendos, reflejando un aumento de 30% a 50% que se aplica a los dividendos correspondientes a la utilidad neta de 2004 que se distribuyeron en 2005;

\$ 221,3 millones de la amortización de la deuda financiera neta (restando la nueva deuda utilizada para el refinanciamiento) que incluía;

El 2 de mayo de 2005, Endesa Chile hizo un prepagó voluntario de los bonos locales de las series C2, D1 y D2, utilizando un superávit de caja, por una suma total de aproximadamente \$ 31 millones y a fines de abril de 2005 San Isidro hizo un prepagó completo de la parte en circulación de su deuda de proveedor con Mitsubishi Corp. por la suma total de \$ 46,5 millones.

La partida “otros” en “egresos de caja de las actividades no operacionales” incluye el pago de \$ 15 millones por la adquisición de un 25% adicional de San Isidro, con la cual Endesa Chile aumentó su participación en esta compañía al 100%.

La generación de caja final de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2005, incluyendo sus filiales de propiedad absoluta, se situó en aproximadamente \$ 23,4 millones.

Para obtener una descripción de los riesgos de liquidez que son producto de la incapacidad de las filiales de Endesa Chile de transferir fondos, véase el “Los factores de riesgo —Endesa Chile depende en parte de los pagos de sus filiales para poder cumplir con sus obligaciones de pago”.

Endesa Chile coordina la estrategia de financiamiento global de sus filiales. Sus filiales de operaciones desarrollan sus planes de gastos de capital de manera independiente y, por lo general, la estrategia consiste en que las filiales de operaciones arreglen de forma independiente sus programas de expansiones de capital por medio de

los fondos generados internamente o el financiamiento directo. Endesa Chile coordina todo el financiamiento para las adquisiciones de generación en Endesa Chile. Para obtener mayor información sobre los compromisos de gastos de capital de Endesa Chile, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y el desarrollo de la compañía — Las inversiones, gastos de capital y desinversiones”.

El 14 de diciembre de 2006 *Moody's* subió de grado la calificación crediticia de Endesa Chile de Ba1 a Baa3 con “perspectiva estable”. Con esta acción la Compañía recuperó su calificación de “grado de inversión” de *Moody's*. Tanto *Standard and Poor's* como *Fitch* habían otorgado la calificación de “grado de inversión” a Endesa Chile en el pasado. El aumento de la calificación de *Moody's* se debe en gran parte a la mayor flexibilidad y liquidez de la Compañía y al hecho de que el desempeño financiero ha experimentado una mejora marcada en los últimos dos años producto de los mejoramientos del marco regulatorio y la mayor demanda de electricidad en los cinco países donde opera Endesa Chile. La calificación incluye una “perspectiva estable”, lo que refleja el escenario estable de la región en la cual son más altos los precios de electricidad, son mejores las condiciones económicas, existe un marcado aumento de demanda eléctrica y hay menos incertidumbre regulatoria.

Endesa Chile accedió al mercado internacional de capital social mediante la inscripción de una emisión de ADS inscritos con la Comisión de Seguridades y Valores de EE.UU. el 3 de agosto de 1994. Además, con frecuencia ha emitido bonos en los mercados de capitales internacionales. Endesa Chile y Endesa Chile Internacional emitieron bonos Yankee entre 1996 y 2003, de los cuales \$2.100 millones actualmente se encuentran en circulación.

El 18 de julio de 2003, Endesa Chile, directamente a través de su sucursal en las Islas Caimán, emitió dos bonos Yankee por \$ 400 millones y \$ 200 millones con vencimiento el 1 de agosto de 2013 y de 2015, respectivamente. Los fondos se utilizaron los fondos principalmente para el pago de €400 millones en bonos a una tasa flotante de tres años que emitió Endesa Chile Internacional en 2000 y que vencieron el 24 de julio de 2003.

El 24 de octubre de 2003, Endesa Chile realizó la colocación de un bono local de UF 8.000.000 (aproximadamente \$ 214 millones) en dos tramos iguales con vencimiento a 7 y 25 años. Se utilizaron estos fondos para realizar el prepago de un mecanismo de crédito de \$ 743 millones con fecha el 15 de mayo de 2003.

La tabla que aparece a continuación enumera los bonos Yankee de Endesa Chile y de sus filiales consolidadas a la fecha del presente informe anual. La tasa de interés anual promedio ponderada de los bonos Yankee emitidos por Endesa Chile es 8,1% y a la fecha el monto del principal acumulado en circulación de dichos bonos se sitúa en los \$2.100 millones.

Emisor	Vencimiento	Cupón (como un porcentaje)	Monto del principal acumulado emitido (en millones de \$)
Endesa Chile.....	15 de julio de 2008	7,750	400
Endesa Chile.....	1 de abril de 2009	8,500	400
Endesa Chile.....	1 de agosto de 2013	8,350	400
Endesa Chile.....	1 de agosto de 2015	8,625	200
Endesa Chile.....	1 de febrero de 2027	7,875	230
Endesa Chile (1).....	1 de febrero de 2037	7,325	220
Endesa Chile.....	1 de febrero de 2097	8,125	200

(1) Los tenedores de bonos Yankee pueden ejercer su opción de venta con Endesa Chile el 1 de febrero de 2009.

Los bonos Yankee de Endesa Chile contienen disposiciones que limitan la capacidad con la cual Endesa Chile y ciertas filiales suyas pueden (i) crear o incurrir en gravámenes sobre propiedades y activos y (ii) celebrar transacciones de venta y de retroarriendo.

Endesa Chile así como nuestras filiales en los cinco países en los cuales operamos también tienen acceso a los mercados de capitales locales en los cuales hemos emitido instrumentos de deuda que incluyen papeles comerciales y bonos a mediano y largo plazo que se venden principalmente a los fondos de pensiones, las empresas de seguros de vida y otros inversionistas institucionales. Para obtener mayor información de los bonos locales emitidos por Endesa Chile, véase la Nota 15 a nuestros estados financieros consolidados auditados.

Además, Endesa Chile con frecuencia se endeuda en los mercados de bancos comerciales, tanto en la forma de créditos bilaterales como préstamos sindicados.

Entre los meses de febrero de 2004 y diciembre de 2006, Endesa Chile, a través de su sucursal de las Islas Caimán, suscribió tres mecanismos de crédito renovables sindicados sin garantía *senior* con varios bancos por la suma total de \$ 650 millones y con fechas de vencimiento entre los años 2009 y 2011. Cada uno de estos mecanismos de crédito está sujetos a la cláusula de prepago obligatorio, *inter alia*, a opción de cada prestamista en caso del “cambio de control”, según lo definido en los contratos. En ningún caso se puede gatillar la cláusula sobre el cambio de control si ENDESA, S.A. continúa en la cadena de control de Endesa Chile. En el caso de que ENDESA, S.A. ya no formase parte de la cadena de control, cualquier prestamista sujeto a obligaciones adicionales podría invocar la cláusula sobre el cambio de control. De conformidad al mecanismo de crédito de 2004, la nueva sociedad rectora tendría que aceptar una calificación crediticia menor que la de ENDESA, S.A. posterior al lanzamiento de la transacción que culminaría en un cambio de control efectivo. Bajo ese mecanismo, una de las dos clasificaciones otorgadas a la nueva sociedad que ejerce el control, ya sea la de *S&P* o de *Moody's*, tendría ser menor que la de ENDESA, S.A. Sin embargo, en relación a los mecanismos de crédito de 2006, la calificación crediticia de esta nueva entidad rectora podría ser inferior a la de ENDESA, S.A. antes del anuncio inicial de la transacción y no se podría gatillar ninguna cláusula sobre el Prepago Obligatorio del Cambio de Control a no ser que *S&P*, *Moody's* y *Fitch* otorgasen a la nueva sociedad rectora una calificación inferior, incluyendo la perspectiva, a la que mantiene ENDESA, S.A. en ese momento.

El saldo no utilizado de los tres mecanismos de crédito de Endesa Chile suma \$ 550 al 31 de diciembre de 2006.

Todos los mecanismos de crédito de Endesa Chile están sujetos a ciertas disposiciones financieras que no se detallan en el presente informe, en parte porque las particularidades son muy distintas y también porque ninguna de las disposiciones financieras representaba un riesgo de incumplimiento al momento de publicar el presente informe. En cambio, los bonos Yankee de Endesa Chile no están sujetos a disposiciones financieras.

Como es de rigor en ciertos mecanismos de crédito y en operaciones de mercados de capitales, una parte significativa del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. Tres de los mecanismos de crédito sindicados arriba señalados además de todos los bonos Yankee de Endesa Chile contienen disposiciones de incumplimiento con distintos criterios, definiciones, umbrales de importancia relativa y grados de pertinencia en relación a las filiales que pudiesen provocar el incumplimiento cruzado. Los bonos Yankee constituyen los instrumentos más restrictivos puesto que todo incumplimiento de vencimiento por parte de Endesa Chile o cualquiera de sus filiales podría provocar el incumplimiento cruzado de los bonos Yankee de Endesa Chile si el principal del incumplimiento de vencimiento, por monto individual, excede los \$30 millones o su equivalencia en otras monedas. En el caso del incumplimiento de vencimiento más allá del umbral de importancia relativa, los tenedores de bonos Yankee tendrían la opción de acelerar si el depositario o bien los tenedores de bonos que representan no menos que el 25% de la totalidad de la deuda de una serie en particular en circulación en ese momento, optan por hacerlo. Es más difícil provocar el incumplimiento cruzado de este tipo de mecanismo de crédito puesto que es aún más pequeño el universo de filiales que potencialmente podrían ocasionar un evento de este tipo y porque el umbral de importancia relativa es mucho mayor. En el escenario menos perjudicial para Endesa Chile en relación a dos de los tres mecanismos de crédito, por ejemplo, solamente el incumplimiento de vencimiento de cualquier otro instrumento de deuda en particular, por base acumulada, que excede los \$50 millones, calificaría para dar lugar al posible incumplimiento cruzado, y las únicas obligaciones de deuda que contienen umbrales tan altos consisten en los pagos de principal finales de los propios bonos y mecanismos de crédito sindicados de Endesa Chile.

Además de las disposiciones de incumplimiento cruzado por el no pago que se detallan en los párrafos anteriores, hay ciertas obligaciones de deuda de Endesa Chile que están sujetas a (A) las disposiciones de aceleración recíproca que también están sujetas a un umbral de importancia relativa de \$30 millones (\$50 millones en el caso de los dos nuevos mecanismos de crédito con fecha de 2006 cada uno por separado, y (B) ciertos otros eventos de incumplimiento de rigor. Algunos de los ejemplos más importantes de dichos eventos de rigor que dan lugar a un incumplimiento consisten en los procesos de quiebra y de insolvencia, fallos judiciales desfavorables de importancia y ciertas acciones del Estado tales como la nacionalización, confiscación y expropiación de activos y, en todos los casos, por montos superiores al umbral de importancia relativa. Las disposiciones de aceleración recíproca generales ocasionan un evento de incumplimiento solamente en aquellos casos en que otras deudas importantes se hubiesen acelerado a pedido de los prestatarios de las mismas u de otra manera de conformidad a los

términos de las mismas, posterior al vencimiento de los plazos de gracia cuando proceda y después de la presentación de avisos formales.

Al momento de la inscripción del presente informe, nuestra filial argentina, Endesa Costanera, aún no había pagado las siguientes cuotas de su mecanismo de crédito con *Mitsubishi Corporation*: las de septiembre de 2006 (\$11,0 millones), de diciembre de 2006 (\$ 5,8 millones) y de marzo de 2007 (\$ 10,9 millones). Sin embargo, el 24 de abril de 2007, Endesa Costanera firmó un acuerdo para un nuevo programa de pagos para las cuotas de septiembre y diciembre, las cuales se abonarán entre los años 2007 y 2011. En relación a la cuota de marzo de 2007, *Mitsubishi Corporation* ha aceptado formalmente la reprogramación del pago por los \$ 109 millones que faltaban para una fecha en el futuro.

Finalmente, la mayor parte de nuestras compañías tienen acceso a líneas de crédito existentes que son suficientes para permitirnos el cumplimiento con todas nuestras actuales necesidades de capital de explotación.

Los pagos de dividendos y contribuciones por parte de las filiales y compañías relacionadas de Endesa Chile representan una fuente de fondos importante para Endesa Chile y están sujetos a ciertas restricciones legales y contractuales tales como las exigencias de reserva legal, los criterios de utilidades de capital y no distribuidas, entre otras, y dependen de sus ganancias y flujos de caja. Los representantes legales de Endesa Chile en los distintos lugares geográficos donde operan sus filiales y compañías relacionadas advierten que en la actualidad no existe ninguna otra restricción legal que se aplique al pago de dividendos y contribuciones a Endesa Chile desde las jurisdicciones en las cuales cada filial o compañía relacionada se encuentra constituida, a parte de las restricciones de rigor que limitan los dividendos a la utilidad neta y las utilidades no distribuidas. Hay ciertos mecanismos de crédito y contratos de inversiones de las filiales de Endesa Chile que limitan el pago de dividendos y de contribuciones en ciertas circunstancias. No se puede asegurar que no se vayan a imponer restricciones legales o que no se vayan a aplicar restricciones contractuales adicionales en el futuro. Para obtener una descripción de los riesgos de liquidez asociados a nuestra condición de sociedad de inversiones, véase “Factores de riesgo—Riesgos asociados a nuestras operaciones—Dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales para cumplir con nuestras obligaciones de pago” en el presente informe anual.

Consideramos que el flujo de caja generado por las operaciones, los balances de caja, las líneas de crédito disponibles (incluyendo las de los proveedores) y los endeudamientos programados constituirán los fondos suficientes para cumplir con nuestras necesidades de capital de explotación, de servicio de la deuda y de gastos de capital en el futuro previsible. Endesa Chile pretende pagar la totalidad de aproximadamente \$50 millones de la deuda que vence en Chile en los doce meses que corresponden al año 2007.

Las transacciones que tuvieron el mayor impacto en la liquidez de nuestras filiales extranjeras durante 2006 son las siguientes:

Edegel firmó un convenio de crédito en julio por \$ 20 millones con un plazo a 3 años. En octubre, la Compañía realizó la colocación de dos bonos nacionales en el mercado peruano por \$ 25 millones de soles cada uno (\$ 16 millones) a 7 años, además de refinanciar un bono de \$50 millones de soles a 2 años. En diciembre, Edegel firmó un convenio de crédito por \$ 24 millones a 3 años para refinanciar sus créditos de corto plazo.

En septiembre El Chocón suscribió un crédito bancario por \$ 100 millones con un plazo a 5 años, cuyos fondos se aplicaron al pre-pago de notas comerciales con vencimiento en 2007.

En febrero Betania emitió un bono local en el mercado colombiano por \$ 100.000 millones de pesos colombianos (\$ 44 millones) a 7 años y en junio obtuvo un préstamo estructurado por la suma de \$ 305 mil millones de pesos colombianos (\$ 123 millones) que vencerá en abril de 2012.

En febrero Emgesa emitió bonos en la moneda local por \$17 millones a 10 años para financiar la adquisición de Termocartagena; adicionalmente, finiquitó tres mecanismos de crédito de 180 días con bancos locales con objeto de refinanciar unos bonos locales que vencen en julio por el valor de \$ 150.000 millones de pesos colombianos (\$ 60 millones). En febrero de 2007, Emgesa emitió un bono en la moneda local en el mercado colombiano por \$ 170.000 millones de pesos colombianos (\$ 76 millones) a 10 años para financiar los mecanismos de crédito bancario de 180 días arriba señalados junto con otros mecanismos de crédito bancario.

C. Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.

Una de las principales virtudes de Endesa Chile es su constante desarrollo de iniciativas orientadas a mejorar y crear procedimientos y aplicaciones tecnológicas que optimicen la gestión de los procesos productivos, una actividad que, a partir de 2005, se beneficia de la creación de una entidad que coordina toda iniciativa de expansión potencial y administra el rendimiento colectivo y particular.

Es por lo anterior que en 2005 Endesa Chile estableció una unidad especial de tecnología, innovación y soporte técnico que, entre otros objetivos, tiene la responsabilidad de incentivar y coordinar toda iniciativa de investigación y desarrollo que agregue valor a nuestro negocio.

Durante 2006 la unidad de investigación y desarrollo elaboró un estudio con aras de determinar cómo se está llevando a cabo la innovación y cuáles proyectos ya se habían realizado. Sobre la base de ese estudio se definió el plan estratégico de investigación y desarrollo de Endesa Chile, el cual se ha traducido en los objetivos que se detallan a continuación:

Organizar la capacidad de la Compañía de generar innovación que produce mayor crecimiento y rentabilidad. Posicionar la innovación como fuente importante de la creación de valor para todas las partes interesadas que permite lograr el crecimiento y rentabilidad sustentables a largo plazo.

De acuerdo a estos principios, se han adoptado varias iniciativas en ámbitos fundamentales, tales como, la eficiencia energética, los estudios tecnológicos, la innovación de procesos comerciales y la modernización de tecnología.

Se busca la eficiencia energética por medio de programas específicos, como por ejemplo:

- La modernización de turbinas hidráulicas que consiste en recuperar y aumentar la capacidad y así obtener más electricidad de la misma cantidad de agua, debido al diseño de la turbina.
- La puesta en práctica de un sistema de optimización de líneas y un sistema contable de la producción de electricidad en las centrales térmicas de ciclo combinado y a carbón.
- Los proyectos de investigación tecnológica, acuerdo entre Endesa Chile – Pontificia Universidad Católica de Chile. En marzo de 2006, la Compañía definió un acuerdo con esta Universidad para fomentar investigaciones e innovación en el sector eléctrico en las dos áreas siguientes:
 - a) los estudios y la aplicación de electricidad generada por las mareas; el propósito consiste en estudiar el potencial de la capacidad existente en la costa sur de Chile y el tipo de tecnología más adecuada para las características particulares de las condiciones encontradas.
 - b) la aplicación de sistemas de inteligencia orientados a la elaboración de estudios sobre el procesamiento analítico, la inteligencia artificial y la informática que tienen ciertas peculiaridades que los hacen útiles cuando se aplican a la electricidad y generación.
- La innovación de procesos comerciales. Hemos avanzado con la elaboración de un proyecto que permitirá cambiar el proceso para seleccionar inversiones y las operaciones y el mantenimiento de los activos de generación en la región.
- La modernización de tecnología. La incorporación de tecnologías que permiten operar de forma centralizada y remota las centrales hidroeléctricas, mejorando así la confiabilidad.

Finalmente, Endesa Chile aportó \$0,6 millones en 2004 y en 2005 y \$ 0,5 en 2006 a la Fundación Huinay, la cual desarrolla sus actividades en el fundo San Ignacio del Huinay, ubicado en la Comuna de Hualaihué, X Región de Los Lagos. El objeto y la misión de la Fundación consisten en, entre otras cosas, evaluar, diseñar, desarrollar y ejecutar un proyecto ecológico inspirado en el concepto de desarrollo sustentable o el ecodesarrollo, que pueda servir de modelo de operación para otros proyectos en el país; promover o realizar investigaciones científicas orientadas a alcanzar el objetivo anterior; administrar establecimientos educacionales y programas de instrucción; impartir acciones de capacitación educacional u ocupacional; y proporcionar ayuda material o de otra índole mediante programas de acción social en beneficio de los sectores de ciudadanos, colonos o habitantes más necesitados de o aledaños a las zonas donde el proyecto se ejecute.

Endesa continuamente realiza estudios que definen los proyectos hidroeléctricos que poseen derechos de agua en los cinco países donde opera la Compañía. Entre los proyectos mencionados, hay estudios hidrológicos, geológicos y topográficos y la elaboración de cada uno de ellos depende de las etapas y la fecha del inicio de las operaciones. (Véase el Ítem 4.D Propiedad, plantas y equipos para mayores detalles sobre los proyectos de inversión).

Los costos de investigación y desarrollo:

Los costos incurridos en los proyectos de investigación y desarrollo de la Compañía que son de carácter general (estudios sobre los niveles freáticos, estudios hidroeléctricos, levantamientos de actividad sísmica) se registran como gastos a medida que se incurren. Los costos de estudios asociados a proyectos de construcción específicos y aprobados se capitalizan.

D. Información sobre las tendencias

En términos generales, no hay tendencias que puedan ser fácilmente establecidas para la industria energética en los cinco países en los cuales operamos. Sin embargo, hemos identificado los siguientes temas: hay una tendencia a una mayor competencia en algunos países junto con una liberalización de los mercados regulados y la introducción o propuesta introducción de empresas comercializadoras que comercializarán energía a clientes finales. Lo anterior nos facilitaría el acceso a un universo de clientes más amplio, permitiéndonos competir con el fin de servir a clientes con márgenes mayores. La tendencia hacia la interconexión de los sistemas eléctricos, incluyendo sistemas que cruzan las fronteras internacionales, se está modificando como consecuencia de las mayores dificultades presentadas por el suministro eléctrico de Argentina a Brasil y el suministro de gas de Argentina a Chile. En este momento, la tendencia consiste en el uso de fuentes de energía locales o de combustibles de mercados internacionales, lo que elimina la dependencia de un proveedor único. El impacto que tiene en las cifras o las probabilidades dependerá de la estrategia adoptada por la Compañía para acomodar las tendencias.

Hay cada vez más incertidumbre con respecto a nuestra capacidad de depender del gas natural de Argentina, producto de las restricciones pertinentes al gas natural que el gobierno argentino ha aplicado. Véase el “Ítem 3. Información clave — Los factores de riesgos”.

E. Acuerdos fuera del balance general

Endesa Chile no es parte de ninguna transacción fuera del balance general.

F. Tabla de estadísticas de las obligaciones contractuales

Obligaciones de pago por período de vencimiento (en millones de \$)

Endesa Chile consolidada						
Al 31 de diciembre de 2006	TOTAL	Enero 2007- dic 2007	Enero 2008- dic 2008	Enero 2009 - dic 2009	Enero 2010 - dic 2010	Después de dic 2010
Deuda bancaria.....	851	194	147	82	136	292
Bonos locales	947	60	32	184	236	435
Bonos Yankee (1).....	1.891	25	399	620	0	846
Otras deuda (2).....	215	59	37	32	30	58
Gasto financiero.....	2.428	316	284	225	185	1.418
Obligaciones de pensión y de post jubilación (3).....	78	0	5	5	5	63
Obligaciones contractuales operacionales (4)	1.016	333	179	173	165	166
Arrendos operacionales (5).....	-	-	-	-	-	-
Total.....	7.426	987	1.083	1.321	757	3.278

(1) Incluye las colocaciones privadas de Pehuenche por \$ 25 millones. Después de la valuación a precio de mercado (positiva \$ 0,6 millones) de los *swaps* de moneda recíproca asociados a \$ los bonos Yankee de \$400 millones los cuales vencen en 2008.

- (2) Incluye las obligaciones de arriendo de capital de Endesa Chile por una suma total de \$ 47,7 millones y el Acuerdo de Financiamiento Mutuo con Peruana de Energía S.A. (Perené) de \$ 8,8 millones e incluye la deuda de Hidroinvest de \$ 9,6 millones. Incluye además la deuda de Endesa Costanera con *Mitsubishi Corporation* de \$ 147,5 millones.
- (3) Todos nuestros planes de pensiones y de jubilaciones son sin depósito de fondos. Los flujos de caja estimados en la tabla se fundan en pagos futuros sin descuento que se requieren para cumplir con todas nuestras obligaciones asociadas a los planes de pensiones y de jubilaciones.
- (4) Las cifras en la columna titulada “Después de diciembre de 2009” corresponden a la obligación anual promedio ponderada esperada. Además de las obligaciones contractuales operacionales detalladas arriba, los pagos anuales que corresponden a los contratos de compras de electricidad, que a su vez corresponden a los instrumentos de derivados, se cuantifican en el “Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa sobre el riesgo de mercado — Los riesgos de los productos básicos”.
- (5) No tenemos ninguna obligación de arriendo sustancial.

G. Puerto Seguro

La información en este “Ítem 5. Discusión y análisis de la Administración”, contiene declaraciones que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro. Véase “Declaraciones con visión hacia el futuro” en la “Introducción” del presente informe en la página 2 para las disposiciones sobre el puerto seguro.

Ítem 6. Directores, gerencia general y empleados

A. Directores y gerencia general

Somos administrada por nuestro directorio que está compuesto por siete miembros con un mandato de tres años y que son elegidos por la Junta General Ordinaria de Accionistas. En caso de haber un cargo vacante durante ese período, el directorio elige a un director temporal para ocupar dicha vacante hasta la próxima junta de accionistas programada, momento en el cual se procederá a elegir al directorio completo.

El 26 de octubre de 2006, el directorio de Endesa Chile designó a los Sres. Mario Valcarce y Pedro Larrea como presidente y vicepresidente del directorio, respectivamente, y adicionalmente le asignó al Sr. Valcarce como el nuevo integrante del comité del directorio de la Compañía. El 1 de noviembre de 2006, el Sr. Manuel Irrarrázaval asumió el cargo de Gerente de Administración y Finanzas después de la renuncia del Sr. Alejandro González. En la próxima junta de accionistas a celebrarse el 24 de abril de 2007 habrá una elección general para todos los directores. Nuestros gerentes son designados por el directorio y ocupan sus cargos a juicio del directorio. A continuación se presenta una lista de nuestros directores y gerentes al 31 de diciembre de 2006.

Nombre	Cargo	Antigüedad en el cargo	Vencimiento del mandato actual
Directores			
Mario Valcarce D. (1)(3)	Presidente	2006	2007
Pedro Larrea P. (1)(5)	Vicepresidente	2006	2007
José Fernández O. (1)(4)	Director	2005	2007
Leonidas Vial E. (1)	Director	1995	2007
Jaime Bauzá B. (2)(3)(4)	Director	1999	2007
Carlos Torres V. (1)(5)	Director	2002	2007
Héctor López V. (1)(5)	Director	2005	2007
Jaime Estévez V. (2)(3)	Director	2006	2007
Enrique García A. (1)(4)	Director	2003	2007

Nombre	Cargo	Antigüedad en el cargo
Gerentes		
Rafael Mateo A.	Gerente General	2005
Juan Benabarre B.	Gerente de Producción y Transporte	2005
Rafael Errázuriz R.	Gerente de Planificación Energética	2001
Renato Fernández B.	Gerente de Asuntos Externos	2003
Manuel Irrarrázaval A.	Gerente de Administración y Finanzas	2006
Claudio Iglesias G.	Gerente de Generación Chile	1999

Nombre	Cargo	Antigüedad en el cargo
Carlos Martín V.	Gerente de Fiscalía	1996
Juan Carlos Mundaca A.	Gerente de Recursos Humanos	2000
Julio Valbuena S.	Gerente de Planificación y Control	2002
José Venegas M.	Gerente de Trading y Comercialización	2001

- (1) Asignado en representación de Enersis.
- (2) Integrante independiente; no está asignado por ningún accionista en particular
- (3) Integrante del Comité de Directores
- (4) Integrante del Comité de Auditoría.
- (5) Ejecutivo de ENDESA, S.A.

Los Directores

Mario Valcarce D. se unió al Grupo Enersis en 1980 a través de un puesto en Chilectra. El Sr. Valcarce ocupa la presidencia del directorio desde noviembre de 2006. Con anterioridad, fue gerente general de Enersis desde julio de 2003 y como gerente de finanzas desde octubre de 2002. Antes de esa fecha, se desempeñó como gerente de finanzas de Endesa Chile durante ocho años. Sr. Valcarce es ingeniero comercial de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso e integrante del Comité de Clasificación de Riesgos del Sistema de Fondos de Pensiones de Chile. En la actualidad, es director de Generandes Perú S.A., filial de Enersis.

Pedro Larrea P. comenzó su carrera en ENDESA, S.A. en 1996 en el Departamento de Asuntos Regulatorios. Un año después, llegó al cargo de gerente de estrategia y asuntos regulatorios donde se incluyen las actividades de planificación energética de la compañía y las actividades estratégicas industriales en todo el país. En 1999, asumió el cargo de subdirector general de gestión de energía y en 2001 llegó al cargo de director general de gestión de energía de España y Portugal. En octubre de 2006, lo designaron director general de ENDESA, S.A. de América Latina, director general y director del directorio de Endesa Internacional y vicepresidente del directorio de Endesa Chile. Durante su estadía de once años en ENDESA, S.A., el Sr. Larrea se ha desempeñado como director de Nuclenor, Apx y Endesa Trading. Es integrante del Comité de Directores de UNESA y antes de unirse a ENDESA, S.A., se desempeñó como consultor de McKinsey para compañías eléctricas tanto en España como en los Estados Unidos. Tiene un título de Ingeniería de Minas (lo equivalente a un MSc) de la Universidad Politécnica de Madrid y un M.B.A. de INSEAD (Fontainebleau, Francia).

José Fernández O. pasó a ser director en julio de 2005 y también es director de Endesa Internacional. Desde 1996 hasta abril de 2005, fue consultor de ENDESA, S.A. y presidente del directorio de Aldeasa. En la actualidad, es integrante del directorio de TYP (Grupo Pascual). El Sr. Fernández obtuvo su licenciatura en Ciencias Empresariales y Económicas de la Universidad Complutense de Madrid y un título doctorado de Ingeniería de Minas de la Universidad Politécnica de Madrid. Se ha desempeñado como profesor de comercio y finanzas internacionales en la Universidad Complutense de Madrid y del programa de doctorado de la economía de energía en la Universidad Politécnica de Madrid.

Leonidas Vial E. pasó a ser director en abril de 1995. El Sr. Vial ha ocupado el cargo de vicepresidente de la Bolsa de Comercio de Santiago desde junio de 1988, como asimismo un director de Empresas Santa Carolina S.A., Cía. Industrial El Volcán S.A., Inversiones Industriales Colina S.A., Inversiones Industriales Los Valdés S.A. y de Las Américas Cía. de Seguros de Vida S.A., ninguna de las cuales está relacionada con el Grupo Endesa.

Jaime Bauzá B. pasó a ser director en mayo de 1999. De 1990 a mayo de 1999, el Sr. Bauzá se desempeñó como gerente general de Endesa Chile. Se integró a Endesa Chile en mayo de 1990 después de más de veinte años en el sector de la electricidad. El Sr. Bauzá fue gerente general de la filial de Endesa Chile, Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. desde 1987 hasta abril de 1990 y presidente de Gener S.A. (anteriormente Chilgener S.A.) desde 1987 hasta 1989. El Sr. Bauzá también se desempeñó como gerente general de Gener S.A. desde 1981 hasta 1987. Es ingeniería civil de la Universidad Católica de Chile.

Carlos Torres V. pasó a ser director en marzo de 2003. Además, es el actual director corporativo de estrategia de ENDESA, S.A. e integrante de su Comité Ejecutivo de Dirección. De 2004 a 2005 se desempeñó también como director del directorio de Auna Operadores de Telecomunicaciones S.A. Antes de unirse a ENDESA, S.A., el Sr. Torres fue consultor y socio en McKinsey & Company donde servía a los clientes con un enfoque principal en la industria energética. El Sr. Torres es titulado en ingeniería eléctrica del *Massachusetts Institute of Technology*, en derecho de la Universidad Nacional de Educación a Distancia y obtuvo un MBA de MIT.

Héctor López V. pasó a ser director en octubre de 2005 y actualmente es director general gestión de la energía de Endesa Internacional. Desde agosto de 2000 hasta agosto de 2005 se desempeñó como gerente general de Endesa Chile. Desde noviembre de 1997 hasta agosto de 2000 formó parte del directorio de Endesa Chile y desde mayo de 1999 se ha desempeñado como nuestro Vicepresidente. El Sr. López ha ocupado diversos cargos en ENDESA, S.A., los cuales incluyen el de Director de Finanzas Internacionales y Mercados de Capitales (1985-1992), integrante del Comité de Dirección, Subdirector General de Endesa Internacional (1997-2000) y Director Financiero Adjunto de ENDESA, S.A. (1996-1997). El Sr. López es licenciado en Derecho y Ciencias Económicas del ICADE, Madrid.

Jaime Estévez V. pasó a ser director en abril de 2006. Es titulado en economía de la Universidad de Chile y se ha desempeñado como docente de Universidad de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile y *Università degli Studi di Roma "La Sapienza"*. Fue Ministro de Obras Públicas y Ministro de Transporte y Telecomunicaciones, además del presidente del directorio de BancoEstado, un banco estatal, y director de AFP Provida y AFP Protección, dos fondos de pensiones privados de Chile. Fue autor de varios artículos en el diario chileno, El Mercurio, durante seis años y fue congresista y Presidente de la Cámara Baja del Congreso. El Sr. Estévez fue vicepresidente de la organización sin fines de lucro, Fundación de Ayuda a la Cruz Roja, y director e integrante del Comité Ejecutivo de Codelco, la mina de cobre estatal. Se ha desempeñado como investigador para CLEPI Chile, FLACSO Chile e investigador *associate* de CIEPLAN. Recibió el Premio ICU para el mejor alumno de ingeniería comercial de la Universidad de Chile.

Enrique García A. pasó a ser un director en septiembre de 2003. De enero de 1999 hasta septiembre de 2003, formó parte del directorio de Distrilec Inversora y Edesur, filiales de Endesa Chile. El Sr. García se desempeñó como gerente general de Enersis de mayo de 1999 hasta julio de 2003 y también ha ocupado el cargo de director técnico de ENDESA, S.A. entre 1992 y 1997 y gerente de distribución de 1997 a 1999. El Sr. García es egresado en ingeniería civil de la Escuela Técnico Superior de ICCP de Madrid.

Principales Ejecutivos

Rafael Mateo A. asumió el cargo de gerente general en septiembre de 2005, después de desempeñarse como gerente de producción y transporte desde agosto de 1999. Previo a eso se desempeñó como subdirector de producción de ENDESA, S.A. de enero de 1997 a julio de 1999. También ocupó el cargo de presidente del Grupo Europeo de la Producción Térmica de UNIPEDe en Bruselas. Se integró al Grupo Endesa en 1982 y ha ocupado el cargo de director de centrales eléctricas y de producción térmica de ENDESA, S.A. en España. Es titulado en ingeniería industrial de la Universidad de Zaragoza y posee un MBA del Instituto de Estudios Superiores de la Empresa ("IESE") e INSEAD.

Juan Benabarre B. se integró a Endesa en octubre de 1995 cuando asumió el cargo de gerente de producción y transporte. El Sr. Benabarre ha ocupado varios cargos en Endesa Chile y en sus filiales desde 1979. Entre 2000 y 2005, se desempeñó como gerente general de Ingendesa. Actualmente, el Sr. Benabarre es director de varias empresas del Grupo Endesa. El Sr. Benabarre es titulado en ingeniería civil mecánica de la Universidad de Chile y tiene estudios postgrados en energía geotérmica de la *University of Auckland, New Zealand*, además de un M.B.A. de la Universidad Adolfo Ibáñez.

Rafael Errázuriz R. ha ocupado el cargo de gerente de planificación energética de Endesa Chile desde junio de 2001 y fue gerente general de Emgesa, una filial colombiana de Endesa Chile, de abril de 1999 a junio de 2001. Se unió a Endesa Chile en 1997 y es titulado en ingeniería civil de la Universidad de Santiago.

Renato Fernández B. ha ocupado el cargo de gerente de asuntos externos desde agosto de 2003 cuando se unió a Endesa Chile. Previo a eso se desempeñó como gerente de asuntos externos de Smartcom PCS de diciembre de 2000 a julio de 2003 y de diciembre de 1997 a diciembre de 2000, Sr. Fernández ocupó el cargo de gerente de asuntos externos de *Hill & Knowlton Captiva*. Es titulado en periodismo de la Universidad Gabriela Mistral.

Manuel Irrázaval A. ha ocupado el cargo de gerente de administración y finanzas desde noviembre de 2006. Con excepción de un período de 17 meses durante el cual se desempeñó como gerente de finanzas de Viña Santa Rita, una viña, el Sr. Irrázaval ha estado vinculado con las filiales de Endesa Chile desde su incorporación a Enersis en 1995. Ocupó el puesto de gerente de fomento de Endesa Internacional en Madrid, gerente de fomento de Endesa North America (la Ciudad de Nueva York) y de subgerente de finanzas de Endesa Chile entre 2002 y febrero de 2005. El Sr. Irrázaval es ingeniero civil de la Pontificia Universidad Católica de Chile con una mención en ingeniería ambiental y tiene una maestría de ingeniería de la Pontificia Universidad

Católica de Chile además de un M.B.A. de la facultad de estudios de postgrado en administración de empresas (*Darden Graduate School of Business*) de la *University of Virginia* en los EE.UU.

Claudio Iglesias G. ocupa el cargo de gerente de generación desde julio de 1999. Se integró a Endesa Chile en 1982. Ha ocupado el cargo de gerente general de Emgesa y Betania, ambas filiales colombianas de Endesa Chile, y de Central Buenos Aires, actualmente parte de la filial de Endesa Chile, Endesa Costanera en Argentina. El Sr. Iglesias fue director de CAMMESA y presidente de la AGEERA en Argentina. Es titulado en ingeniería civil eléctrica de la Universidad de Chile.

Carlos Martín V. pasó a ocupar el cargo de fiscal general en mayo de 1996 y se ha desempeñado también como el abogado general de Enersis anterior a eso. Es titulado en derecho de la Universidad Católica de Valparaíso y tiene un doctorado en derecho de la Universidad Española de Navarra.

Juan Carlos Mundaca A. ocupa el cargo de gerente de recursos humanos desde junio de 2000. Con anterioridad, de enero de 1998 a mayo de 2000 fue gerente de recursos humanos de Chilectra S.A., una filial de Endesa Chile. El Sr. Mundaca también se ha desempeñado como gerente de servicio al cliente y gerente de sucursal de Chilectra cuando se unió al grupo en 1974. El Sr. Mundaca es titulado en ingeniería comercial de la Universidad de Santiago, Chile.

Julio Valbuena S. es gerente de planificación y control de Endesa Chile desde julio de 2002. El Sr. Valbuena se desempeñó como gerente de planificación y control de Endesa Energía (en España) de 1998 a junio de 2002. Tiene un MBA Ejecutivo del Instituto de Estudios Superiores de la Empresa (IESE) de Madrid y es titulado en ingeniería civil de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad Politécnica de Madrid.

José Venegas M. pasó a ser gerente de trading y comercialización el 1 de junio de 2001. Se integró a la Compañía en 1992 y se ha desempeñado como gerente de planificación y energía de junio de 2000 a abril de 2001, como gerente comercial de septiembre de 1997 a mayo de 2000 y como director del Centro de Despacho de Carga Económica (CDEC) del SIC durante 1997. El Sr. Venegas es titulado en ingeniería civil industrial de la Universidad Católica de Chile y posee un MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez.

B. Remuneración

En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 21 de marzo de 2006, nuestros accionistas mantuvieron la política de remuneración para el directorio que aprobaron el año pasado. Cada director recibirá un sueldo fijo de 55 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 36 U.F. El vicepresidente recibirá un sueldo fijo de 82,5 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 54 U.F. El presidente recibirá un sueldo fijo de 110 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 72 U.F. En 2006, la remuneración total percibida por cada uno de los directores en millones de pesos corresponde a los montos indicados a continuación:

Director	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2006 (en miles de Ch\$)				
	Remuneración del directorio por parte de Endesa Chile	Remuneración del directorio por parte de las filiales	Comité de Directores	Participación	Total
Mario Valcarce D.....	8.343	1.601	1.322	–	11.266
Luís Rivera N.....	34.348		6.599	–	40.947
Antonio Pareja M.....	20.812			–	20.812
Jaime Bauzá B.	20.685		9.901	–	30.586
Jaime Estévez V.....	17.343		6.599	–	23.942
Antonio Tuset J.....	3.342		1.984	–	5.326
Leonidas Vial E.....	18.705			–	18.705
Pedro Larrea P.....	6.257			–	6.257
Carlos Torres V.....	18.044			–	18.044
José Fernández O.....	20.024		2.641	–	22.665
Héctor López V.....	20.685			–	20.685
Enrique García A.....	20.685		2.641	–	23.326
Total	209.273	1.601	31.687		242.561

No revelamos a nuestros accionistas ni a otros la información relativa a la remuneración percibida por cada uno de nuestros ejecutivos. Al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2006, la remuneración acumulada desembolsada o devengada de los principales ejecutivos de Endesa Chile (incluyendo los bonos por desempeño) sumó Ch\$1.679 millones. Los principales ejecutivos califican para recibir una remuneración variable en virtud del plan de bonos. Endesa Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anual por cumplimiento de los objetivos globales de la empresa y por nivel de aportación individual a los resultados de la Compañía. El plan de bonos anual establece un rango de los montos de los bonos según el nivel jerárquico. Los bonos que se entregan finalmente a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales. La remuneración variable total desembolsada en marzo de 2006 fue Ch\$404 millones y se incluye en la remuneración acumulada.

Los montos apartados o devengados por la Compañía en 2006 con objetivo de entregar los beneficios de pensión, de jubilación u otros similares alcanzaron un total de Ch\$235 millones. No se otorgó a ninguno de los principales ejecutivos de la Compañía una indemnización por despido en 2006.

C. Prácticas del directorio

El gobierno corporativo

La administración de Endesa Chile está a cargo de sus principales ejecutivos que están bajo la dirección del directorio de la Compañía, el cual, en cumplimiento de los estatutos o los artículos de constitución, consta de nueve directores que son elegidos en la junta ordinaria de accionistas anual. El mandato de cada director consiste en tres años y el mandato de cada uno de los nueve directores vence el mismo día. No obstante, se puede reelegir a los directores por un plazo indefinido. La ley chilena no permite la existencia de mandatos diferidos. En caso de desocuparse uno de los puestos en el directorio durante el mandato de tres años, el directorio puede asignar a un director temporal para ocupar el cargo vacante. Además, el cargo vacante gatillará una elección para cada puesto en el Directorio durante la siguiente junta anual general de accionistas. Se eligió al actual directorio en marzo de 2006, sin embargo, durante ese mismo año se desocuparon dos puestos y, por ende, se debe proceder con la elección de un nuevo directorio en la próxima junta anual general de accionistas en 2006 que se celebró el 24 de abril de 2007. Véase el “Ítem 6.A – Directores y gerentes” para mayores detalles de la revelación de los mandatos de los directores. Los directores no tienen contratos de servicio con Endesa Chile ni con ninguna de sus filiales para la provisión de beneficios al término de su empleo.

La legislación empresarial chilena establece que el directorio de una empresa es responsable de la gestión, la administración y la representación de dicha empresa en todo asunto asociado a sus fines empresariales, sujeto a las disposiciones estipuladas en los estatutos de la compañía y en las resoluciones de los accionistas. Además de los estatutos, el directorio de Endesa Chile ha adoptado ciertas resoluciones y políticas que orientan nuestros principios de gobernabilidad corporativa, siendo las más importantes las que aparecen a continuación:

El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, aprobado por el directorio en junio de 2002, determina las reglas de conducta a las cuales deben acatarse los directores, los principales ejecutivos y otros ejecutivos y empleados que, producto de la naturaleza de sus responsabilidades laborales, pueden tener acceso a información sensible y confidencial, con el propósito de contribuir a la transparencia y a la protección de los inversionistas. Este reglamento se funda en los principios de imparcialidad, buena fe, consideración de los intereses de la compañía por encima de los de uno y aplicación de cuidado y diligencia a la hora de utilizar información y actuar en los mercados de valores.

El Estatuto del Directivo, aprobado por el directorio en julio de 2003, y el Código de Conducta de los Empleados explican nuestros principios y valores con respecto al trato empresarial con los clientes y los proveedores y establecen además los principios a los cuales deben acatarse los empleados en sus actividades laborales, a saber, la conducta ética, el profesionalismo y la confidencialidad. Adicionalmente, imponen ciertas restricciones a las actividades que nuestros principales ejecutivos y otros empleados pueden desarrollar fuera del alcance de su empleo con nosotros tales como los límites sobre la no-competencia.

Los reglamentos y reglas antes señaladas reflejan nuestros principios claves de la transparencia, el respeto de los derechos de los accionistas y el deber del cuidado y la lealtad hacia los directores, según lo establecido en la legislación chilena.

Las Bases del Gobierno Corporativo de Endesa Chile, aprobadas por el directorio el 28 de febrero de 2005, cuentan con cuatro objetivos principales:

1. Concentrar los esfuerzos del directorio y de la administración para concentrarse en maximizar el valor de la Compañía para todos sus accionistas, así como también para sus empleados, clientes y proveedores;
2. Reafirmar el deber del directorio de proporcionar pautas que guiarán a la administración para alcanzar las mejores prácticas en cada nivel de la organización;
3. Destacar uno de los objetivos más relevantes del directorio, que es dar a conocer la visión de la Compañía, sus metas y estrategia para lograr dichas metas;
4. Enfatizar la responsabilidad del directorio de controlar continuamente el rendimiento de la administración de acuerdo con la visión y estrategia de la Compañía.

El cuerpo de reglamentos arriba señalado refleja nuestros principios clave de transparencia, el respeto por los derechos de los accionistas y el deber de la diligencia y la lealtad de los directores establecidos bajo la ley chilena.

El cumplimiento con las normas de inscripción del NYSE sobre la gobernabilidad corporativa

El texto a continuación constituye un resumen de las diferencias más importantes entre nuestras prácticas de gobernabilidad corporativa y las que se aplican a los emisores nacionales en virtud de las reglas de gobernabilidad corporativa de la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE).

La independencia y las funciones del Comité de Auditoría

En cumplimiento de las reglas de gobernabilidad corporativa de la NYSE, todo integrante del comité de auditoría debe ser independiente. Se nos aplicará esta exigencia a partir del 31 de julio de 2005.

Según las normas de gobernabilidad corporativa de la NYSE, el comité de auditoría de una compañía estadounidense debe realizar las funciones que se detallan en las Reglas 303A.06 y 303A.07 del Manual de Compañías Inscritas en la NYSE. A partir del 31 de julio de 2005, se les exige a las compañías extranjeras el cumplimiento con la Regla 303A.06 pero no se les exige cumplir con la Regla 303A.07. Al 31 de julio de 2005, hemos dado cumplimiento tanto al requisito que refiere a funciones como al requisito que se aplica a la independencia de la Regla 303A.06. Según lo exigido por la Ley Sarbanes Oxley y las reglas de gobernabilidad corporativa de la NYSE, el 29 de junio de 2005 el directorio de Endesa Chile formó un Comité de Auditoría que está compuesto por tres directores que también ejercen como directores de la Compañía y cumplen con los requisitos de independencia de la NYSE, a saber, los Sres. Enrique García, José María Fernández y Jaime Bauzá. El Sr. José María Fernández hace uso de la excepción establecida en la Regla 10A-3(b)(1)(iv)(B). El Sr. Fernández es integrante del directorio de Endesa Internacional, S.A., una filial de la Compañía pero aparte de eso cumple con los requisitos de independencia de la Regla 10A-3(b)(1)(ii).

En virtud de la ley chilena, Endesa Chile también tiene un Comité de Directores conformado por tres miembros del directorio. Si bien la legislación chilena establece que la mayoría de los directores del Comité de Directores (dos de los tres directores) debe consistir en directores que no fueron asignados por el accionista dominante y que no solicitaron el voto del accionista dominante (un director no dominante), la misma legislación permite que la mayoría o incluso todo el Comité de Directores esté conformado por directores controlados de no haber un número suficiente de directores no dominantes en el directorio para conformar el comité. En la actualidad, nuestro Comité de Directores está conformado por dos directores no dominantes y un director designado por el accionista mayoritario.

Nuestro Comité de Directores cumple las siguientes funciones:

- examinar la memoria anual, los estados financieros y los informes de los auditores externos y de los inspectores de cuentas;
- formular y presentar al directorio la propuesta para la selección de los auditores externos y de las agencias clasificadoras privadas;
- examinar la información asociada a las operaciones de la Compañía con partes relacionadas y/o asociadas a las operaciones en las cuales los directores o los ejecutivos pertinentes de la Compañía pudiesen tener intereses personales; y

- examinar el marco de las remuneraciones y los planes de compensaciones correspondientes a los gerentes y los principales ejecutivos; y
- cualquier otra función encomendada al comité por los estatutos, el directorio o los accionistas de la compañía.

Los actuales integrantes de dicho comité son los Sres. Mario Valarce D., Jaime Bauzá B. y Jaime Estévez V.

De conformidad al acuerdo adoptado por la junta de accionistas extraordinaria que se celebró el 21 de marzo de 2006, se incorporó un nuevo capítulo a los estatutos de Endesa Chile, el cual hace referencia al Comité de Directores y al Comité de Auditoría. Véase el Ítem 19, anexo 1.1. Los estatutos, para mayor información o visite nuestro sitio Web.

Las pautas del gobierno corporativo

Las reglas de gobierno corporativo de la NYSE exigen que las compañías estadounidenses inscritas adopten y revelen las pautas de gobierno corporativo. Si bien la legislación chilena no contempla esta práctica, aparte de lo que se refiere a los códigos de conducta descritas en los párrafos anteriores, la Compañía estableció las pautas de las Bases del Gobierno Corporativo de Endesa Chile, las cuales fueron aprobadas por el directorio en febrero de 2005.

D. Empleados

La tabla que aparece a continuación presenta el número total de empleados de nuestras compañías para los últimos tres ejercicios:

Compañía	2004	2005	2006
En Argentina			
Endesa Costanera.....	262	262	267
El Chocón.....	49	49	49
Personal total en Argentina.....	311	311	316
En Brasil (1)			
Cachoeira Dourada.....	53	0	0
Personal total en Brasil.....	53	0	0
En Chile			
Endesa Chile.....	473	484	501
Pehuenche.....	3	3	3
Pangue.....	0	0	0
San Isidro.....	2	0	0
Celta.....	1	1	1
Ingendesa (2).....	221	253	261
Túnel El Melón.....	25	24	23
Personal total en Chile.....	725	765	789
En Colombia			
Emgesa.....	285	292	341
Betania.....	34	34	35
Personal total en Colombia.....	319	326	376
En Perú			
Edegel.....	154	158	200
Personal total en Perú.....	154	158	200
Personal total de Endesa Chile y sus filiales.....	1.562	1.560	1.681

(1) El 1 de octubre de 2005 Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. dejó de ser filial de Endesa Chile. Para mayores detalles, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — C. Estructura organizacional”.

(2) La cifra incluye los empleados de Ingendesa ubicados en Perú y los empleados de la filial de Ingendesa en Brasil.

La tabla que aparece a continuación presenta el número total de empleados temporales de nuestras compañías para los últimos tres ejercicios:

Compañía	2004	2005	2006
En Argentina			
Endesa Costanera.....	0	0	0
El Chocón.....	0	0	0
Personal temporal total en Argentina	0	0	0
En Brasil (1)			
Cachoeira Dourada.....	0	0	0
Personal temporal total en Brasil	0	0	0
En Chile			
Endesa Chile.....	9	3	10
Pehuenche.....	0	0	0
Pangue.....	0	0	0
San Isidro.....	0	0	0
Celta.....	0	0	0
Ingendesa (2)	133	272	315
Túnel El Melón	0	1	2
Personal temporal total en Chile	142	276	327
In Colombia			
Emgesa.....	0	0	0
Betania.....	0	0	0
Personal temporal total en Colombia.....	0	0	0
In Perú			
Edegel.....	3	9	20
Personal temporal total en Perú.....	3	9	20
Personal temporal total en Endesa Chile y sus filiales.....	145	285	347

Todos los empleados chilenos que a los cuales se despidan por razones que no constituya una conducta indebida tienen derecho por ley a una indemnización por despido. De acuerdo con la legislación chilena, los empleados permanentes tienen derecho a un pago base de un mes de sueldo por cada año de servicio (o bien una porción de seis meses de sueldo), sujeto a una limitación de un pago total no superior a un pago de 11 meses para los empleados contratados después del 14 de agosto de 1981. Las indemnizaciones por despidos pagadas a los empleados contratados con anterioridad a dicha fecha corresponden a un mes de sueldo por cada año completo de servicio, las cuales no se encuentran sujetas a ninguna limitación respecto del monto total que se deberá pagar. Además, en virtud de las negociaciones colectivas de Endesa Chile, ésta tiene la obligación de efectuar pagos de indemnización por despido a todos los empleados que estén cubiertos, independientemente del motivo de su finiquito, con montos especificados, los cuales aumentan conforme a la antigüedad de servicio. En enero de 2004 celebramos un nuevo contrato de negociación colectiva con nuestro personal de ingeniería. Dicho acuerdo tiene una duración de tres años. En junio de 2004, la Compañía llegó a un acuerdo de negociación colectiva de cuatro años con el personal administrativo, técnico y eletromecánico. En diciembre de 2005 celebramos otro contrato de negociación colectiva con los operadores de centrales y asistentes y con otro grupo de empleados no técnicos. Ambos contratos suscritos en 2005 tiene un plazo de tres años. La administración considera que la relación de Endesa Chile con sus sindicatos gremiales es positiva.

E. Participación accionaria

Cada uno de los directores y ejecutivos de Endesa Chile es propietario de menos de uno por ciento, si eso, de las acciones de la Compañía. Ninguno de los directores ni los ejecutivos de Endesa Chile tiene opciones de compra de acciones, las cuales no son autorizadas en virtud de las actuales leyes y reglamentos chilenos relativos a los valores. No es posible confirmar si acaso alguno de nuestros ejecutivos o directores tienen algún beneficio contractual más bien que directo en las acciones de Endesa Chile. Sin embargo, a nuestro mejor saber, toda posible participación

accionaria por parte de todos los directores y ejecutivos de Endesa Chile en su totalidad asciende a mucho menos del 10% de las acciones en circulación.

Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes asociadas

A. Principales accionistas

Endesa Chile sólo tiene un tipo de capital social. Al 31 de diciembre de 2006, según consta en los registros de accionistas de Endesa Chile, 8.201.754.580 acciones se encontraban en poder de sus 21.850 accionistas registrados.

La tabla que aparece a continuación entrega información respecto de la propiedad en usufructo de las acciones de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2006:

	Al 31 de diciembre de 2006	
	Acciones en usufructo	Porcentaje del total de acciones en circulación
Enersis (1)	4.919.489.119	59,98 %
Citibank, N.A. (2)	359.594.160	4,38 %
Directores y principales ejecutivos (15 personas) (3)	284.035	0,003 %

(1) Al 31 de diciembre de 2006, ENDESA, S.A., directa o indirectamente, poseía el 60,6% del capital social de Enersis, la cual posee el 60% de Endesa Chile.

(2) Representa el número de acciones que se poseen en forma de *American Depositary Shares* (“ADS”). Los ADS son demostrados por los *American Depositary Receipts* (“ADR”). Los ADR se encuentran en circulación en virtud de un Contrato de Depósitos con fecha 3 de Agosto de 1994 (el “Contrato de Depósitos”) entre Endesa Chile, Citibank N.A. como banco depositario y, ocasionalmente, los tenedores de ADR emitidos conforme al mismo.

(3) Excluye las acciones de propiedad de Enersis.

Enersis es una sociedad de servicios públicos que participa en la distribución y generación de electricidad, a través de sus filiales y compañías relacionadas, en Chile, Argentina, Colombia y Perú, y en la generación, transmisión y distribución de electricidad en Brasil. ENDESA S.A., la compañía de generación y distribución de electricidad más grande de España, adquirió el control de Enersis en abril de 1999 y es propietaria del 60,6% del capital social en circulación de Enersis.

Durante 2003 Enersis realizó un aumento de capital que ocasionó una reducción de la participación en usufructo directa e indirecta de ENDESA, S.A. del 65% al 60,6%. El 13 de abril de 1999, Enersis, que ya poseía el 25,3% de Endesa Chile, inició una oferta de compra para adquirir hasta el 34,7% de las acciones en circulación de Endesa Chile, sujeta a la aprobación por parte de los accionistas de una resolución para aumentar el porcentaje máximo de acciones que pueden estar en usufructo de cualquier accionista, pasando de un 26% a un 65%. El 8 de abril de 1999, los accionistas de Endesa Chile aprobaron la resolución y el 11 de mayo de 1999, Enersis concluyó con éxito su oferta de compra correspondiente a un 30% adicional de las acciones en circulación de Endesa Chile en la Bolsa de Comercio de Santiago. El 14 de mayo de 1999, Enersis adquirió un 4,7% adicional de las acciones de Endesa Chile en una oferta de compra simultánea de EE.UU., aumentando así su participación en la propiedad de Endesa Chile a un 60%.

En 2005, se constituyó Endesa Brasil como sociedad de inversiones para administrar la generación, transmisión y distribución de los activos que mantenían Endesa Internacional, Enersis, Endesa Chile y Chilectra en Brasil, a través de Ampla, Endesa Fortaleza, Investluz, CIEN, Cachoeira Dourada y Coelce. Enersis comenzó a consolidar Endesa Brasil en octubre de 2005 y en 2006 se incorporó la Corporación Financiera Internacional (IFC) como accionista nuevo de Endesa Brasil, con una contribución de \$ 50 millones a la sociedad de inversiones brasileña y al 31 de diciembre de 2006, el control directo e indirecto de Enersis del capital social y de los derechos de votación de Endesa Brasil ascendía al 53,7%.

A partir del 5 de septiembre de 2005, varias compañías han presentado ofertas de licitación para obtener el control de ENDESA, S.A., nuestra sociedad matriz.

A la fecha del presente informe, no podemos determinar si una de estas compañías, de manera separada o conjuntamente con otras, efectivamente adquirirá el control de ENDESA, S.A. Tenemos mecanismos de crédito en

circulación con disposiciones sobre el “cambio de control” que pudiesen resultar en algunos derechos de aceleración sobre dichos créditos. Véase el “Ítem 3. Información esencial — D. Factores de riesgo”.

B. Transacciones con partes asociadas

El Artículo 89 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile exige que las transacciones de la Compañía con partes asociadas se realicen sobre una base de mercado, o bien según condiciones similares a las que prevalecen habitualmente en el mercado. Los directores y principales ejecutivos de empresas que violen el Artículo 89 son responsables de las pérdidas que resulten de dicha violación. El comité de directores estudia diversas operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas, a las cuales se refieren en la Cláusula 89 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile e informa al respecto al directorio de la Compañía. Además, el Artículo 44 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que toda transacción en la cual un miembro del directorio tenga un interés personal, o en la cual actúe en representación de un tercero, se puede aprobar siempre que el directorio haya sido informado previamente del interés que dicho director tiene y que haya aprobado las condiciones de dicha transacción y éstas sean similares a las que prevalecen en el mercado. La ley chilena no exige a un director que tenga un interés que se abstenga de votar respecto de dicha transacción. Las resoluciones que aprueben dichas transacciones deben ser informadas a los accionistas de la Compañía en la próxima junta de accionistas. La trasgresión del Artículo 44 puede dar como resultado sanciones administrativas o penales para la Compañía y los accionistas o terceras partes con interés que sufran pérdidas como resultado de dicha trasgresión tienen el derecho a recibir una indemnización en ciertas situaciones. La información revelada corresponde al último ejercicio completo terminado el 31 de diciembre de 2005.

Nuestro principal cliente de distribución eléctrica es Chilectra, filial de Enersis. La Ley Eléctrica de Chile rige las condiciones de los contratos de la Compañía con Chilectra. Para mayor información respecto de las transacciones de la Compañía con las filiales y otras partes asociadas, véase la Nota 6 a los estados financieros consolidados auditados. Consideramos que hemos dado cumplimiento con las exigencias del Artículo 89 y del Artículo 44 en todas las transacciones con partes asociadas.

La transferencia de fondos sobrantes de una empresa a otra empresa filial que tiene un déficit de caja constituye una práctica común en Chile. La política del Grupo Endesa establece que todo ingreso y egreso de caja de Endesa Chile y de las filiales de Endesa Chile se administren a través de una política de gestión de caja centralizada en coordinación con Enersis. Estas operaciones se realizan por medio de créditos entre empresas a corto plazo. En virtud de la legislación y los reglamentos chilenos, se deben llevar a cabo dichas transacciones en condiciones de plena competencia. Dicha gestión de caja centralizada es más eficiente desde una perspectiva tanto financiera como tributaria. Todas estas operaciones se someten a la supervisión de nuestro comité de directores y los precios de estas transacciones se fijan a la TIP (tasa de interés variable de Chile) + 0,05% mensual.

En otros países de las regiones en las cuales realizamos nuestra actividad comercial se permite este tipo de transacciones entre empresas pero acarrear ciertas consecuencias tributarias adversas. Por consiguiente, no practicamos una administración centralizada de los flujos de caja de nuestras filiales no chilenas.

Adicionalmente Endesa Chile ha efectuado créditos estructurados con sus filiales en Chile, principalmente con el propósito de financiar proyectos y refinanciar el endeudamiento existente. Al 31 de diciembre de 2006, el saldo neto pendiente de dichos créditos alcanzó \$514 millones. El monto más alto por pagar durante 2006 y 2005 fue \$547 millones y \$559 millones, respectivamente. Adicionalmente, el saldo neto por pagar en conexión a los créditos otorgados por Endesa Chile a sus filiales extranjeras alcanzó \$165 millones al 31 de diciembre de 2006. El monto más alto por pagar durante 2006 y 2005 en conexión a estos créditos fue \$458 millones y \$501 millones, respectivamente.

La tasa de interés de los créditos entre empresas para las filiales chilenas de Endesa Chile fluctúa entre el 5,98% y el 7,50% con una tasa de interés promedio ponderada de aproximadamente 6,61%. La tasa de interés de estos créditos entre empresas para las filiales extranjeras de Endesa Chile fluctúa entre el 7,23% y el 10,11% con una tasa de interés promedio ponderada de aproximadamente 7,36%.

C. Intereses de expertos y abogados

No se aplica.

Ítem 8. Información Financiera

A. Estados consolidados y otra información financiera

Véase el Ítem 18 para obtener nuestros estados financieros consolidados.

Procesos legales

Chile

La Compañía es parte de varios procesos legales que surgen del curso normal de sus actividades comerciales. La gerencia considera poco probable que los litigios pendientes que se detallan a continuación tengan un impacto significativo ya sea en los resultados operacionales, la posición financiera o en los flujos de caja de la Compañía o de sus filiales.

Para información detallada sobre la situación de los procesos legales de importancia que siguen pendientes en contra de la Compañía, sus filiales y compañías coligadas al 31 de diciembre de 2006, véase la Nota 28 a nuestros estados financieros consolidados. La Compañía detalla los litigios y las descripciones proporcionan información sobre cuales son los tribunales con jurisdicción sobre el proceso legal, el número de referencia legal, una descripción general del caso y los montos en cuestión de cada caso.

En 2006, los litigios entre Punta de Lobos S.A y Endesa Chile y Celta se resolvieron y por ende ya no están incluidos en la Nota 28 a nuestros estados financieros consolidados. A continuación se presente un resumen de las demandas:

Los procedimientos para la anulación y otras acciones presentadas por Punta de Lobos S.A. contra Endesa Chile, Celta y otros

Durante 2002 y 2003, Punta de Lobos presentó tres demandas⁵ en contra de Endesa Chile y Celta después de la decisión de Celta de abandonar la petición de licitación para la compra de Puerto Patache, que presentó en noviembre de 2001. Endesa Chile mantiene una concesión marítima en la zona del Puerto Patache en Iquique, Chile, que le permite explotar Puerto Patache. Los activos fijos en Puerto Patache pertenecen a Celta y el Puerto Patache se utiliza principalmente para la descarga del carbón que se emplea como combustible en la central térmica de Celta que se encuentra conectada a Puerto Patache. Tanto Punta de Lobos como Terminal Marítimo Minera Patache, rivales en el mercado mundial de la sal, presentaron propuestas para la licitación de Puerto Patache. Después de dicha declaración, Celta y Endesa Chile iniciaron negociaciones privadas con Terminal Marítimo Minera Patache que culminaron en la ejecución de una promesa de venta sujeta a ciertas condiciones para la venta de Puerto Patache y la transferencia de la concesión marítima.

En mayo y junio de 2006, las demandas ante señaladas llegaron a su fin puesto que los demandantes abandonaron las acciones y los demandados y el tribunal aceptaron el abandono.

Política de dividendos

Tal como lo exige la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, a menos que se decida lo contrario mediante voto unánime de sus acciones emitidas con derecho a voto que se hayan emitido y suscrito, Endesa Chile debe distribuir un dividendo en efectivo por un monto equivalente o por lo menos de un 30% de la utilidad neta consolidadas de Endesa Chile correspondiente a cada año (de acuerdo con los GAAP de Chile), con la salvedad y excepto en la medida que Endesa Chile haya traspasado pérdida a un ejercicio posterior. Sujeta a esta exigencia, se propone a los accionistas la política de dividendos de Endesa Chile en la junta anual ordinaria de accionistas de Endesa Chile,

⁵ En agosto de 2002, Endesa Chile y su filial Celta recibieron aviso de una petición, en la cual el demandante, Punta de Lobos S.A., solicitó la anulación de las concesiones, transferencias o cualquier otra acción legal emprendida por Endesa Chile en beneficio de Celta respecto de los activos que mantiene Endesa Chile en su concesión marítima en Punta Patache. Punta de Lobos solicitó además la cesación de la concesión marítima otorgada a Endesa Chile por el estado chileno. En 2003, Punta de Lobos inició otro proceso legal en contra de Endesa Chile, Celta y el Terminal Marítimo Minera Patache S.A., principalmente solicitando la anulación de la promesa de venta de Puerto Patache por parte de Endesa Chile y Celta a Terminal Marítimo Minera Patache S.A., acordada en noviembre de 2001. En febrero de 2003, Punta de Lobos levantó otra demanda con el fin de impedir nuevas acciones administrativas relacionadas con la venta de Puerto Patache.

como asimismo la política que el directorio pretende seguir con respecto al pago de dividendos correspondientes a ese año. En dicha junta, los accionistas consideran y, si se encuentra en regla, aprueban el dividendo final propuesto por el directorio respecto de los resultados del año anterior.

En cada año desde 1990, Endesa Chile ha declarado como dividendos el 100% de su utilidad neta. Sin embargo, la Junta Ordinaria de Accionistas anual celebrada en abril de 2001, aprobó la recomendación del directorio de cambiar la política de dividendos de Endesa Chile para entregar dividendos que asciendan a un 30% de la utilidad neta correspondiente al año 2000. El directorio recomendó este cambio ya que la mayor parte de la utilidad neta del año 2000 no representó las utilidades repetitivas y las utilidades no distribuidas reforzarían la posición financiera de la empresa, junto con proveer más fondos para proyectos futuros. La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada en marzo de 2004 aprobó la política de dividendos que establece la entrega de dividendos por un monto del 30% de la utilidad neta de 2003.

En la Junta Ordinaria celebrada el 28 de febrero de 2005, el directorio de la Compañía aprobó modificaciones a la política de dividendos que se había presentado en la última Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 26 de marzo de 2004. En la Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 8 de abril de 2005, el directorio propuso una modificación a la política de dividendos, aprobada por los accionistas, para permitir el pago de un dividendo equivalente al 50% de la utilidad neta anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2004.

En la misma junta, el directorio de la Compañía, de conformidad a la política de dividendos de 2005, convino en proponer a la junta de accionistas ordinaria anual celebrada el 21 de marzo de 2006 un dividendo final de Ch\$ 5,82 (cinco pesos y ochenta y dos céntimos), lo que se distribuyó el 30 de marzo de 2006. En una sesión ordinaria con fecha el 30 de noviembre de 2006 y de acuerdo a la política de dividendos de 2006, el directorio tomó la decisión de pagar un dividendo provisorio, cargado a las “utilidades líquidas” del año 2006, de \$ 2,57 por acción, lo que se distribuyó a los accionistas el 22 de diciembre de 2006.

En la junta ordinaria celebrada en febrero de 2006, el directorio de la Compañía acordó la modificación de la política de dividendos existente que se presentó a la junta de accionistas de 2006, para aumentar el porcentaje de la distribución de la utilidad neta de 2006 de 50% a 60% a distribuirse a los accionistas como dividendo final.

En consecuencia, y considerando los ingresos distribuibles del año 2006, en la misma reunión, el directorio convino en presentar una propuesta a la junta ordinaria anual de accionistas, celebrada el 24 de abril de 2007, para distribuir un dividendo final de Ch\$ 10,84 (diez pesos y ochenta y cuatro céntimos) por acción además del dividendo interino pagado en diciembre de 2006, cuyo total sumó Ch\$2,57 por acción, a entregarse en mayo de 2007.

Dentro de las consideraciones que son pertinentes para que el directorio tomara la determinación de proponer un dividendo están los resultados operacionales actuales y proyectados, toda restricción que pueda aplicarse a los contratos crediticios de Endesa Chile, como asimismo cualquier otro factor pertinente. Por lo general, la aprobación por parte de los accionistas de una propuesta de dividendo se hace sujeta a la capacidad que tiene el directorio de modificar el monto y la fecha del dividendo en caso de que las circunstancias relativas a cualquiera de las consideraciones anteriores cambien luego de la aprobación de los accionistas. Además, debido a que algunas de las operaciones de Endesa Chile se realizan a través de filiales, la capacidad de Endesa Chile en cuanto a pagar dividendos depende, en parte, de su percepción de dividendos de dichas filiales. Actualmente, no existen restricciones respecto de la capacidad de Endesa Chile o de cualquiera de sus filiales para liquidar dividendos, excepto por restricciones legales habituales que limitan el monto de los dividendos a la utilidad neta y a las utilidades no distribuidas y en caso de circunstancias excepcionales provocadas por las condiciones de ciertas disposiciones de los créditos. De acuerdo al mecanismo de crédito de Endesa Chile (véase el “Ítem 5.B. Liquidez y recursos de capital” para mayor información sobre los instrumentos de crédito de Endesa Chile), se le prohíbe a Endesa Chile el pago de dividendos si existe un incumplimiento o un evento de incumplimiento o si existiera después de haber hecho efectivo dicho pago. Su filial Panguo no puede realizar el pago de dividendos a no ser que cumpla con ciertas cláusulas financieras asociadas a las razones de apalancamiento y de cobertura del servicio de la deuda. Edegel no puede pagar dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos; A Endesa Costanera se le prohíbe pagar dividendos mientras ciertos créditos se mantengan impagos; el acuerdo crediticio suscrito en 2006 también impone restricciones a El Chocón; y a Betania se le prohíbe pagar dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos.

La Compañía paga dividendos a los accionistas del registro a partir de cinco días hábiles antes de la fecha de pago. Los tenedores de ADS según consta en las fechas de registro que correspondan tendrán derecho a participar en todos los dividendos futuros.

Dividendos

La tabla que aparece a continuación presenta, para cada uno de los años indicados, los montos por acción de los dividendos distribuidos por la Compañía y el monto de los dividendos distribuidos por 30 Acciones (un ADS representa 30 Acciones) en dólares. Véase “Ítem 10.D. Información Adicional—los controles de cambio”.

Año	Dividendos distribuidos (1)		
	Ch\$ por acción (2)	Ch\$ por acción (3)	\$ por 30 acciones (ADS) (4)
2002.....	—	—	—
2003.....	2,30000	2,49630	0,141
2004.....	4,13000	4,37697	0,247
2005.....	5,82000	5,94222	0,335
2006(5).....	13,41	13,41	0,447

- (1) Esta tabla detalla los dividendos pagaderos en cualquier año dado pero no necesariamente los que se pagaron ese mismo año y no reflejan la reducción para los efectos de cualquiera de los impuestos retenidos de Chile.
- (2) Los montos indicados se expresan en pesos históricos.
- (3) Los montos indicados se expresan en pesos constantes al 31 de diciembre de 2006.
- (4) El dólar por monto de ADS se ha calculado aplicando el tipo de cambio de Ch\$532,29 = \$1,00, el tipo de cambio observado vigente al 31 de diciembre de 2006, al monto en pesos constantes.
- (5) El dividendo fue aprobado por la Junta Anual de Accionistas de Endesa Chile celebrado el 24 de abril de 2007.

B. Cambios significativos

No hay.

Ítem 9. Oferta y cotización

A. Detalles de la oferta y cotización

Precio de mercado e información de volumen

Endesa Chile tiene un total de 8.201.754.580 acciones que se cotizan en Chile, los Estados Unidos y España. Las acciones en Chile se transan en tres bolsas: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Corredores de Valparaíso. Endesa Chile llevo a cabo una oferta de derechos preferenciales y una oferta en Estados Unidos de ADS en 1994 (las “Ofertas de 1994”). Desde la conclusión de las ofertas en 1994, los *American Depositary Shares* (cada ADS representa 30 acciones) han sido transados en los Estados Unidos en la Bolsa de Valores de Nueva York, con el símbolo “EOC”. Los ADS son evidenciados por los *American Depositary Receipts*, ADR. Los ADR se encuentran en circulación en virtud del Contrato de Depósitos con fecha 3 de agosto de 1994 entre Endesa Chile, Citibank N.A. como banco depositario y ocasionalmente los tenedores de ADR emitidos conforme a éste. Un ADR puede representar cualquier número de ADS. Reciben el tratamiento de propietarios de los ADR por parte del depositario, solamente las personas a cuyos nombres se encuentren inscritos estos últimos en los libros.

Las letras en circulación de Endesa Chile no se cotizan en ninguna bolsa de comercio. Dichas letras se transan principalmente en el mercado extrabursátil de los Estados Unidos.

Durante 2006 el volumen transado en la Bolsa de Comercio de Santiago alcanzó 1.268.876.141 acciones, las que equivalen Ch\$ 675 mil millones. La tabla que aparece a continuación muestra, para los períodos indicados, los precios de cierre máximo y mínimo, tanto anuales como trimestrales, en pesos chilenos de las Acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y los precios de cierre máximo y mínimo, tanto anuales como trimestrales de los ADS en dólares, según lo informado por la Bolsa de Valores de Nueva York. A contar del 31 de diciembre de 2006, los ADR evidenciando 11.986.472 acciones se encontraban en circulación (equivalentes a 359.594.160 acciones o bien el 4,38% del número total de acciones emitidas). No es práctico para la Compañía determinar la proporción de ADR en

usufructo por personas. Las acciones cerraron en \$36,75 al último día de operaciones bursátiles en la Bolsa de Valores de Nueva York en 2006.

Últimos seis meses	Bolsa de Comercio de Santiago (1)(2)		NYSE (1)	
	Ch\$ por acción		\$ por ADS	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Abril 2007	870,00	718,50	49,40	39,90
Marzo 2007.....	734,00	678,00	40,78	37,25
Febrero 2007.....	765,00	680,00	43,08	37,05
Enero 2007.....	715,00	648,50	40,13	36,31
Diciembre 2006.....	656,70	603,50	37,32	34,40
Noviembre 2006.....	621,00	562,00	35,29	32,20
2006 Anual				
1er trimestre.....	565,00	511,00	32,19	29,16
2do trimestre.....	542,00	450,00	31,00	24,57
3er trimestre.....	543,01	464,50	30,55	25,44
4to trimestre.....	656,70	537,00	37,32	30,05

Últimos seis meses	Bolsa de Comercio de Santiago (1)(2)		NYSE (1)	
	Ch\$ por acción		\$ por ADS	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
2005 anual	495,50	429,65	27,13	22,07
1er trimestre.....	393,00	313,50	20,29	16,16
2do trimestre.....	505,00	428,00	25,85	19,50
3er trimestre.....	523,00	465,10	29,87	24,10
4to trimestre.....	561,00	512,00	32,50	28,53
2004 anual	347,50	225,00	18,66	11,50
2003 anual	253,00	172,00	12,02	7,02
2002 anual	236,00	152,50	10,73	6,05

(1) Fuentes: Bolsa de Valores de Santiago, Boletín Oficial de Cotizaciones, NYSE.

(2) Los pesos por acción reflejan el precio nominal en la fecha de transacción.

B. Plan de distribución

No se aplica.

C. Mercados

En Chile, las acciones de la Compañía se transan en tres bolsas. La más grande del país, la Bolsa de Comercio de Santiago, fue fundada en 1893 como empresa privada. Su patrimonio está constituido por 48 acciones en propiedad de 46 accionistas a la fecha del presente informe. A contar del 31 de diciembre de 2006, 244 empresas tenían acciones cotizadas en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para el ejercicio terminado en 2006, la Bolsa de Comercio de Santiago representó el 83% de todos los capitales de Endesa Chile transados en Chile. Además, aproximadamente un 16% de las transacciones de capitales se realizó en la Bolsa Electrónica, el mercado de transacciones electrónicas que fuera creado por los bancos y por las agencias de corretajes no afiliadas, y el 1% se transó en la Bolsa de Corredores de Valparaíso.

En la Bolsa de Comercio de Santiago se transan capitales, fondos con capital fijo, valores con renta fija, valores a corto plazo y del mercado monetario, oro y dólares. En 1991, la Bolsa de Comercio de Santiago dio inicio a un mercado de futuros con dos instrumentos, futuros en dólares y los futuros IPSA (Índice de Precio Selectivo de Acciones). Los valores se transan principalmente mediante un sistema de subasta a viva voz, uno de ofertas en firme, o bien a través de la subasta diaria. Las transacciones mediante el sistema a viva voz se realizan todos los días hábiles en dos sesiones: desde las 11:00 horas a las 11:30 horas y desde las 16:00 horas a las 16:30 horas, hora de Santiago, que difiere de la de la Ciudad de Nueva York según la estación del año. La Bolsa de Valores de Santiago cuenta con un sistema de transacciones electrónico denominado Telepregón, el cual funciona continuamente para grandes volúmenes a partir de las 9:30 horas hasta las 17:30 horas todos los días hábiles. En los días en que están programadas subastas, hay tres horarios disponibles para dichas operaciones: a las 11:30, la 13:00 y a las 15:30 horas.

En la Bolsa de Comercio de Santiago existen dos índices de precios de acciones: el Índice General de Precio de Acciones, o IGPA, y el IPSA. El IGPA se calcula utilizando los precios de más de 160 emisiones y se divide en cinco principales sectores: la banca y finanzas; agricultura y productos forestales; minería; industria y otros. El IPSA se calcula utilizando los precios de las 40 acciones que más se transan. Las acciones incluidas en el IPSA se ponderan de acuerdo con el valor de las acciones transadas. A contar del 31 de diciembre de 2006, Endesa Chile fue incluida en el IPSA.

Las acciones de Endesa Chile fueron inscritas por primera vez y comenzaron a transarse en la *Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid*, o Latibex, a contar del 17 de diciembre de 2001. Una unidad negociable equivale a 30 acciones ordinarias (la misma unidad de conversión de 30:1 que se usa para un ADS) y el símbolo del indicador electrónico de cotizaciones es "XEOC". Las transacciones de nuestras acciones en la Latibex durante 2006

ascendieron a 909.042 unidades, que a la vez equivale a €21,7 millones. Las acciones cerraron en €7,80 al último día de transacciones en la Latibex en 2006.

D. Accionistas que venden

No se aplica.

E. Reducción

No se aplica.

F. Gasto de la emisión

No se aplica.

Ítem 10. Información adicional

A. Capital social

Se presenta a continuación en la Sección B del presente ítem.

B. Memorando y escritura social

Descripción del capital social

A continuación se indica cierta información relativa a nuestro capital social y un breve resumen de ciertas disposiciones de importancia de nuestros estatutos y de la ley chilena.

Generalidades

Los derechos de los accionistas de las empresas chilenas están regidos por los estatutos de la empresa, los cuales cumplen efectivamente con el propósito de los artículos o del certificado de constitución y de los estatutos de una empresa constituida en los Estados Unidos, como asimismo por la Ley de Sociedades Anónimas N° 18.046 de Chile. Además, el DL-3500, que permite que los fondos de pensión inviertan en acciones de empresas calificadas, indirectamente afecta la gobernabilidad corporativa y prescribe ciertos derechos de los accionistas. De acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, las acciones legales en contra de nosotros emprendidas por accionistas que hagan valer sus derechos como tales deben realizarse en Chile en juicios arbitrales, o bien, a opción del demandante ante los tribunales ordinarios de Chile.

Los mercados de valores de Chile son regulados principalmente por la Superintendencia de Valores y Seguros, o SVS, bajo la Ley de Mercado de Valores N° 18045 y la Ley de Sociedades Anónimas de Chile. Estas dos leyes estipulan exigencias de revelación de información, restricciones a la especulación en la Bolsa aprovechando información interna y la manipulación de los precios, como asimismo la protección de los inversionistas minoritarios. La Ley del Mercado de Valores establece requisitos para las emisiones ofrecidas al público, para las bolsas de comercio y para los corredores, junto con delinear los requisitos aplicables a la publicación de información por parte de empresas que emiten valores de oferta pública. La Ley de Sociedades Anónimas de Chile aclara el reglamento que constituye las sociedades anónimas abiertas, eliminando al mismo tiempo la supervisión de gobierno de las compañías cerradas. El 20 de diciembre de 2000, se promulgó la Ley 19.705, la cual introduce importantes modificaciones a la Ley de Sociedades Anónimas de Chile y a la Ley del Mercado de Valores. Entre otras cosas, entrega una nueva definición para las sociedades anónimas abiertas cuyas acciones se transan en la bolsa y nuevas reglas relativas al cambio de control, las ofertas de compra, las transacciones con los directores, las mayorías calificadas, la recompra de acciones, el comité de directores, las opciones de compra de acciones y las acciones de derivados. Las sociedades anónimas abiertas son aquellas que tienen 500 o más accionistas, o las compañías en las que 100 o más accionistas poseen por lo menos un 10% del capital suscrito, excluyendo a quienes sean individualmente propietarios de una cantidad que supere dicho porcentaje y a todas las otras empresas que estén inscritas ante la SVS, independientemente del número de sus accionistas. Endesa Chile es una sociedad anónima abierta.

Requisitos de publicación de informes relativos a la compraventa de acciones

De acuerdo al Artículo 12 de la Ley del Mercado de Valores y de la Sección II Circular 585 de la SVS, se debe dar a conocer a la SVS, a las bolsas de comercio chilenas y a la Comisión Clasificadora de Riesgos cierta información relativa a las transacciones en acciones de las sociedades anónimas abiertas. Puesto que se estima que los ADR representan las participaciones en acciones ordinarias implícitas de los ADR, las transacciones en ADR estarán sujetas a estos requisitos relativos a publicaciones, como también a los establecidos en la Circular 1.375 de la SVS. Se deben dar a conocer las transacciones detalladas a continuación:

- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones que hiciese un tenedor que tuviese en su posesión directa o indirecta el 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima;
- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones que hiciese un tenedor, producto de una adquisición de acciones de dicha sociedad anónima, que resultase en la adquisición o la enajenación directa o indirecta del 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima; y
- toda adquisición o compra directa o indirecta de cualquier monto de acciones que hiciera un director, receptor, ejecutivo principal, gerente general o gerente de una sociedad anónima.

Además, las personas que formen parte de cualquiera de las transacciones anteriormente señaladas deben informar a la SVS y las bolsas de comercio chilenas si dichas transacciones se efectúan con la intención de obtener el control de la Compañía.

En virtud del nuevo Artículo 54 de la Ley del Mercado de Valores y la Norma de Carácter General N° 104 promulgada por la SVS el 5 de enero de 2001, toda persona que intente directa o indirectamente tomar el control de una sociedad anónima abierta debe dar a conocer dicha intención al mercado, por lo menos con 10 días hábiles de anticipación del cambio de control y, en todo caso, tan pronto como hayan comenzado las negociaciones para el cambio del control. En caso de que el cambio de control se realice mediante una oferta de compra, registrarán las nuevas disposiciones relativas a estas ofertas.

La Ley 19.705 introduce un nuevo capítulo a la Ley del Mercado de Valores, estableciendo un reglamento exhaustivo sobre las ofertas de compra. La ley define una oferta de compra como el ofrecimiento de comprar acciones de empresas que ofrecen públicamente sus acciones o valores convertibles en acciones y cuya oferta se hace a los accionistas para que adquieran acciones en condiciones que permiten al proponente lograr cierto porcentaje de propiedad de la empresa dentro de un período determinado. Las nuevas disposiciones rigen tanto para las ofertas de compra voluntarias como obligatorias.

Registro

Endesa Chile está registrada ante la SVS y su número de inscripción es el 0114.

Propósito y objetivo de la Compañía

El Ítem 4 de nuestros estatutos indica que el propósito y objetivo de nuestra empresa es, entre otras cosas, realizar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, como asimismo prestar servicios de consultoría en ingeniería, en forma directa o a través de otras empresas, en Chile y el extranjero.

Directorio

Nuestro directorio está constituido por nueve miembros. Los directores son designados por la Junta General de Accionistas y elegidos por un período de tres años, al término del cual serán reelegidos o reemplazados.

Los nueve directores elegidos por la Junta de Accionistas son cada uno de aquellos nueve candidatos que reciben el mayor número de votos. Cada accionista puede votar todas sus acciones a favor de un candidato o bien puede repartir sus acciones entre cualquier cantidad de candidatos.

Anualmente la Junta General de Accionistas fija la remuneración de los directores. Véase el Ítem 6. Directores, gerentes y empleados – remuneración.

El directorio debe estar al tanto y aprobar los acuerdos celebrados por Endesa Chile, en los cuales un director o más de uno tengan un interés o actúen como representantes de otra persona y dichos acuerdos deben ser coherentes con las condiciones habitualmente imperantes en el mercado. Las resoluciones adoptadas por el directorio para este efecto deben ser presentadas a la próxima Junta de Accionistas por el presidente y deben aparecer en el listado del aviso de la junta como una de las materias que se abordará en esa junta.

Todo acuerdo entre Endesa Chile y sus accionistas mayoritarios, sus directores o ejecutivos, o bien partes asociadas, debe ser aprobado por una mayoría de dos tercios del directorio y debe quedar registrado en las actas de las reuniones del directorio.

Ciertas facultades del directorio

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas a:

- la facultad del Director, en ausencia de un quórum independiente, de votar sobre su propia remuneración o de cualquiera de los directores;
- la concesión de facultades que deben ejercer los directores y cómo puede variar dicha concesión de facultades;
- el retiro o permanencia de los directores al tener un requisito límite de edad; o
- el número de acciones, si las hay, requerido para calificar a un miembro del directorio como tal.

Ciertas disposiciones relativas a los derechos de los accionistas.

A la fecha del presente informe anual, el capital de Endesa Chile está constituido solamente por una clase de acciones, todas las cuales son acciones ordinarias y tienen los mismos derechos.

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas a:

- las cláusulas de rescate;
- los fondos de amortización; o
- la responsabilidad frente a adicionales llamadas de capital por parte de la compañía.

En cumplimiento de la ley chilena, los derechos de los tenedores de acciones sólo pueden ser modificados mediante una modificación de los estatutos de la empresa que cumpla con los requisitos explicados en la sección titulada “Junta de Accionistas y Derechos de Voto”.

Capitalización

De conformidad con la ley chilena, los accionistas de una empresa, que participen en una junta extraordinaria de accionistas, tienen la facultad de autorizar un aumento de su capital. Cuando un inversionista suscribe acciones, las acciones se emiten y registran oficialmente a su nombre y el suscriptor recibe el tratamiento de accionista para todos los fines, con la excepción de la percepción de dividendos y de la rentabilidad de capital en el caso que las acciones hayan sido suscritas pero no pagadas. El suscriptor pasa a tener los requisitos necesarios para percibir dividendos una vez que ha pagado las acciones, o bien, si sólo ha pagado una parte de éstas, dicho suscriptor tiene el derecho de recibir una correspondiente fracción prorrateada de los dividendos declarados respecto de tales acciones, a menos que los estatutos de la empresa estipulen lo contrario. Si un suscriptor no pagare la totalidad de las acciones que ha suscrito en la fecha convenida para el pago o antes de ésta, la empresa tiene el derecho de subastar las acciones en la bolsa de comercio donde se transan y tiene una causa de proceso en contra del suscriptor por la diferencia, si existiera alguna, entre el precio de suscripción y el precio obtenido en la subasta. Sin embargo, hasta que dichas acciones sean vendidas en subasta, el suscriptor sigue ejerciendo todos los derechos de un accionista, a excepción del derecho de percibir dividendos y a la rentabilidad de capital. Las acciones autorizadas y emitidas cuyo pago completo no se haya efectuado dentro del período establecido por la junta extraordinaria de accionistas durante la cual se autorizó su suscripción y que en ningún caso puede superar los tres años a partir de la fecha de esa junta, quedan canceladas y no se encuentran en lo sucesivo disponibles para emisión.

A la fecha del presente informe anual, el capital suscrito y pagado en su totalidad es Ch\$ 1.138.620.063 (este monto corresponde al capital suscrito y pagado el 31 de diciembre de 2006) por medio 8.201.754.580 acciones.

Derechos preferenciales e incrementos de capital social

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile exige a las empresas chilenas que otorguen el derecho preferencial a los accionistas de comprar un número suficiente de acciones para mantener su porcentaje existente de propiedad de dicha empresa, cada vez que ésta emita nuevas acciones.

Conforme a la legislación chilena, los accionistas pueden ejercer o transferir libremente los derechos preferenciales durante el período de 30 días luego de otorgados dichos derechos. Durante este período de 30 días, y durante un período adicional de 30, las sociedades anónimas abiertas no están autorizadas a ofrecer ninguna de las acciones no suscritas a terceros en condiciones que sean más favorables que las dadas a sus accionistas. Al final de este período de 30 días, una sociedad anónima abierta chilena está autorizada a vender acciones no suscritas a terceros con cualquier condición, siempre que éstas sean vendidas en una de las bolsas de comercio chilenas.

Junta de accionistas y derechos de voto

Toda modificación de los Artículos 1bis, 5bis, 16bis, 20 bis, 35bis, 36bis, 40bis, 42bis, 43bis y 44bis de los estatutos exige el voto afirmativo del 75% de las acciones con derecho a voto. Se realiza una junta ordinaria anual de nuestros accionistas dentro de los cuatro primeros meses tras el término de nuestro ejercicio contable. La última junta ordinaria anual se realizó el 21 de marzo de 2006. El directorio puede convocar a juntas extraordinarias cuando lo estime conveniente o a petición de los accionistas que representen por lo menos el 10% de las acciones emitidas con derecho a voto, o bien a solicitud de la SVS. Para convocar a una junta extraordinaria, o a una junta ordinaria anual, se debe dar aviso a través de tres publicaciones de la manera indicada en un periódico de nuestro domicilio corporativo. El periódico designado por nuestros accionistas es El Mercurio de Santiago. El primer aviso debe publicarse con una anticipación no menor que 15 días ni mayor que 20 días de la junta programada. También se debe enviar un aviso por correo a cada accionista, como asimismo a la SVS y las bolsas de comercio chilenas. La última junta extraordinaria de accionistas se celebró el 21 de marzo de 2006.

Conforme a la legislación chilena, se establece quórum para una junta de accionistas mediante la comparecencia en persona o mediante poder de los accionistas que representen por lo menos una mayoría de las acciones emitidas con derecho a voto de una empresa. Si no hay quórum en una primera asamblea, se puede volver a convocar a junta, en la cual los accionistas presentes se considerarán como constituyentes de quórum, independientemente del porcentaje de las acciones representadas. La segunda junta debe celebrarse dentro de 45 días después de la fecha programada para la primera. Las juntas de accionistas adoptan resoluciones mediante el voto afirmativo de una mayoría absoluta de las acciones presentes, o representadas, en la junta. Además, si una junta de accionistas es convocada para el propósito de considerar:

- una transformación de la empresa en otra que no sea una sociedad anónima abierta bajo la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, una fusión o una división de la empresa;
- una modificación al plazo de duración o a una disolución anticipada;
- un cambio de domicilio de la sociedad;
- una disminución del capital social;
- una aprobación de aportes de capital en especie y una evaluación de activos que no consisten en dinero;
- una modificación de la autoridad reservada a los accionistas o limitaciones en el directorio;
- una reducción en el número de directores;
- una enajenación de 50% o más de los activos de la sociedad, ya sea la inclusión de una enajenación de pasivos o no, como asimismo la aprobación o modificación del plan comercial que contemple la enajenación de activos por dicho monto;
- la forma de distribución de los beneficios corporativos;

- la emisión de garantías para los pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, pero si el tercero corresponde a una filial de la empresa, basta con la aprobación del directorio; o
- la adquisición de las acciones de la propia sociedad;
- ciertos recursos para la nulidad de los estatutos sociales.

Independiente del quórum presente, se requiere un voto de dos tercios de la mayoría de las acciones emitidas con derecho a voto para realizar cualquiera de las acciones arriba señaladas.

Las modificaciones a los estatutos para la creación de una nueva clase de acciones, o una modificación o eliminación de las clases ya existentes, deben ser aprobadas por dos tercios de las acciones en circulación de la serie afectada.

La ley chilena no le exige a una sociedad anónima abierta chilena que entregue a sus accionistas el mismo nivel y tipo de información que requieren las leyes de valores de los Estados Unidos respecto de la solicitud de representantes. Sin embargo, los accionistas tienen derecho a examinar los libros de la empresa dentro del período de 15 días antes de la junta ordinaria de accionistas programada. Conforme a la ley chilena, al menos 15 días antes de la fecha de dicha junta se debe enviar por correo una notificación de una junta de accionistas con un listado de las materias que se abordarán en ésta y, en casos de una junta ordinaria anual, se debe enviar a los accionistas un informe anual de las actividades de la empresa que incluya los estados financieros sometidos a auditoría. Se establecen las limitaciones sobre la distribución de memorias anuales para la SVS en la Circular N° 1108.

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que, a petición de accionistas que representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, la memoria anual de una empresa chilena debe incluir, además de los materiales proporcionados por el directorio a los accionistas, los comentarios y propuestas de dichos accionistas en relación con los asuntos de la empresa. De modo similar, la Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que cuando el directorio de una sociedad anónima abierta convoca a una junta ordinaria de accionistas y solicita representantes para la junta, o hace circular información que fundamente sus decisiones u otro material similar, está obligado a incluir los comentarios y propuestas pertinentes que puedan haber formulado los accionistas en poder del 10% o más de las acciones con derecho a voto de la empresa que requieran que se incluyan dichos comentarios y propuestas.

Sólo los accionistas registrados como tales ante Endesa Chile tienen derecho, por lo menos cinco días hábiles antes de la fecha de una junta, a asistir y votar sus acciones. Un accionista puede designar a otro individuo, quien no requiere ser accionista como su representante, para asistir y votar en su representación. Los poderes para dichas representaciones deberán ser dados a conocer por escrito para la totalidad de las acciones en poder del tenedor. Cada accionista con derecho a asistir y votar en una junta de accionistas tendrá un voto por cada acción suscrita.

Cada acción ordinaria da derecho al tenedor registrado a un voto, compareciendo personalmente o a través de un representante en cualquier junta de accionistas de la empresa. Ni la ley chilena ni los estatutos de la empresa imponen restricciones sobre el derecho de los no residentes o de los extranjeros de poseer acciones ordinarias o hacer ejercer su voto. Sin embargo, el tenedor registrado de las acciones ordinarias representadas por los ADS y demostrado por los ADR en circulación es el custodio del Banco Depositario, actualmente el Citibank N.A. (Chile), o cualquier sucesor de él. En consecuencia, los tenedores de ADR no tienen directamente derecho a ser notificados de las juntas de accionistas ni a ejercer el voto de las acciones ordinarias principales o representadas por los ADS y demostradas por los ADR. El Contrato de Depósitos incluye disposiciones según las cuales el Depositario ha convenido en solicitar instrucciones de tenedores registrados de ADR respecto del ejercicio de los derechos a voto relativos a las acciones ordinarias representadas por los ADS demostradas por los tenedores de dichos ADR. Sujeto a cumplimiento de los requisitos del Contrato de Depósitos y la recepción de dichas instrucciones, el Depositario ha convenido en hacer todos los esfuerzos, dentro de lo posible y de lo que permita la ley chilena y las disposiciones de los estatutos, a ejercer o hacer ejercer el voto (o conceder una representación discrecional al presidente del directorio de la empresa o a una persona designada por el presidente del directorio de la empresa para que vote) de las acciones ordinarias representadas por los ADS demostradas por dicho tenedor de ADR, de acuerdo con toda instrucción similar. El Depositario por sí mismo no deberá ejercer ninguna discreción de votación respecto de cualquier acción ordinaria subyacente de los ADS. Si el Depositario no recibe instrucciones del tenedor de los ADR respecto de las acciones ordinarias representadas por los ADS y demostrada por los ADR de dicho tenedor en la fecha establecida por el Depositario para este propósito o antes de ésta, las acciones ordinarias representadas por los ADS, sujetas a

limitaciones señaladas en el Contrato de Depósitos, pueden ejercer su voto de la manera que instruya el presidente del directorio de la empresa.

Dividendos y derechos de liquidación

De acuerdo con la ley chilena, se nos exige pagar dividendos en efectivo equivalentes a por lo menos un 30% de la utilidad neta anual sometida a auditoría antes de la amortización del mayor valor de inversión, según lo calculado de conformidad a los GAAP de Chile. Si no existe utilidad neta en un año determinado, podemos distribuir dividendos de las utilidades no distribuidas, aunque no estamos legalmente obligados a hacerlo.

Se puede pagar todo dividendo superior al 30% de la utilidad neta, según cómo elija el accionista, en efectivo, en acciones de Endesa Chile o en acciones de sociedades anónimas abiertas en poder de Endesa Chile. Los accionistas que no elijan expresamente recibir un dividendo diferente al en efectivo, en lo legal supuestamente han optado por percibirlo en esta modalidad.

Los dividendos que se declaran pero que no se pagan dentro del período enunciado en la Ley de Sociedades Anónimas de Chile (en el caso de dividendos mínimos, 30 días después de la declaración; en el caso de los dividendos adicionales, la fecha establecida para el pago en el momento de la declaración) se ajustan para que reflejen el cambio del valor de la UF, un índice chileno ajustado según la inflación, desde la fecha determinada para el pago hasta la fecha en que dichos dividendos son efectivamente pagados. Dichos dividendos también devengan interés según la tasa vigente para los depósitos denominados en UF durante ese período. El derecho a percibir un dividendo caduca si no es reclamado dentro de cinco años desde la fecha que dicho dividendo es pagadero.

En el caso de una liquidación de Endesa Chile, los tenedores de acciones tendrían una participación en los activos proporcionalmente al número de acciones pagadas que tengan en su poder, después del pago a todos los acreedores.

Aprobación de los estados financieros

Se exige al directorio que presente anualmente a los accionistas los estados financieros de Endesa Chile para su aprobación. Si los accionistas mediante un voto de la mayoría de acciones presentes (en persona o mediante un representante) en la junta de accionistas rechazan los estados financieros, el directorio debe presentar nuevos estados financieros no más allá de 60 días a contar de la fecha de dicha reunión. Si los accionistas rechazan los nuevos estados financieros, se considera que se retira de sus funciones a todo el directorio y se elige uno nuevo en la misma junta. Quedan descalificados para su reelección en el siguiente período los directores que en forma individual aprueben dichos estados financieros. Nuestros accionistas nunca han rechazado los estados financieros presentados por el directorio.

Cambio de control

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones que pospongan, difieran o impidan un cambio del control de Endesa Chile. Bajo el nuevo Artículo 54 y la Norma de Carácter General No. 104 promulgada por la SVS el 5 de enero de 2001, toda persona que directa o indirectamente intente tomar el control de una empresa y que haga una oferta pública de sus acciones debe dar a conocer su intención al mercado por lo menos con 10 días hábiles de antelación al cambio de control y, en todo caso, tan pronto como hayan comenzado las negociaciones para el cambio de control. Si el cambio de control se produjera mediante una oferta de compra, regirán las nuevas disposiciones relativas a dichas ofertas.

Adquisición de acciones

No existen disposiciones en nuestros estatutos que discriminen a ningún tenedor actual o futuro de acciones por el hecho de que dicho accionista posea un número sustancial de acciones. Sin embargo, nadie puede de forma directa ni indirecta poseer más de un 65% de las acciones en circulación de nuestro capital. La restricción anterior no rige para el depositario como propietario de registro de acciones representadas por los ADR, pero sí rige para cada tenedor beneficiario de los ADS. Además, nuestros estatutos prohíben que todo accionista ejerza su capacidad de voto respecto de más de un 65% de acciones ordinarias en su poder o en representación de otros y que constituyan más de un 65% de las acciones en circulación con derecho a voto.

Derecho de los accionistas disidentes a ofrecer sus acciones

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que al adoptarse cualquiera de las resoluciones que se enumeran posteriormente en una junta de accionistas, los accionistas disidentes adquieren el derecho a retirarse de la empresa y exigir a ésta que recompre sus acciones, sujeto al cumplimiento de ciertos términos y condiciones. Con el fin de ejercer dichos derechos, los tenedores de ADR deben primero retirar las acciones representadas por sus ADR, de conformidad a las condiciones del contrato de depósitos.

Se define como accionistas "disidentes" a aquellos que votan contra una resolución que origina el derecho a retirarse, o quien al estar ausente en dicha junta, señala por escrito su oposición a la resolución en cuestión, dentro de los 30 días después de la junta de accionistas. El precio pagado a un accionista disidente de una sociedad anónima abierta cuyas acciones se cotizan y transan activamente en una de las Bolsas de valores chilenas, corresponde al más alto entre (i) el promedio ponderado de los precios de venta de las acciones según lo dado a conocer por las Bolsas de valores chilenas en las cuales se cotizan las acciones durante el período de dos meses anteriores a la junta de accionistas que originó el derecho de retiro, y (ii) el precio de mercado que resulte del precio promedio de las transacciones de ese día. En caso de que, debido al volumen, la frecuencia, el número y la diversidad de compradores y vendedores, la SVS determine que las acciones no se transan activamente en la bolsa de valores, el precio pagado al accionista disidente debe ser el valor contable. Valor contable para este fin debería equivaler al capital pagado más las reservas y utilidades, menos las pérdidas, dividido por el número total de acciones suscritas, ya sea total o parcialmente pagadas. Para fines de la realización de este cálculo se emplea el último balance, con los ajustes que reflejen la inflación a la fecha de la junta de accionistas que originó el derecho a retiro.

Entre las resoluciones que originan el derecho de retiro de un accionista están, entre otras, las siguientes:

- la transformación de la empresa en una entidad que no sea una sociedad anónima abierta que está sujeta a la Ley de Sociedades Anónimas de Chile;
- la fusión de la empresa con otra;
- la enajenación de 50% o más de los activos de la sociedad, ya sea que incluya la enajenación de pasivos o no, como asimismo el plan comercial que contemple la enajenación de activos por un monto mayor que dicho porcentaje;
- la emisión de garantías para los pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, pero si el tercero corresponde a una filial de la empresa, basta con la aprobación del directorio; o
- la creación de derechos preferenciales para una clase de acciones o una modificación a las ya existentes. En este caso, el derecho a retiro sólo corresponde a los accionistas disidentes de la(s) clase(s) de acciones que sean adversamente afectadas; y
- ciertos recursos para la nulidad de los estatutos sociales; y
- otras causas, según lo establezcan los estatutos de la empresa.

Inversiones por parte de las AFP

El Título XII del DL-3500 permite que las Administradoras de Fondos de Pensiones o las AFP inviertan sus activos de fondos en empresas que estén sujetas a dicho Título y que sean objeto de mayores restricciones, en otras empresas. La decisión sobre las acciones que pueden ser adquiridas por las AFP es adoptada por la Comisión Clasificadora de Riesgos que a su vez establece los lineamientos para las inversiones y está facultada para aprobar o rechazar aquellas las empresas que reúnan los requisitos para las inversiones de las AFP. Desde 1987 que Endesa Chile se clasifica como empresa del Título XII y está aprobada por la CCR.

A las empresas del Título XII se les exige contar con estatutos que restrinjan la propiedad de cualquier accionista a un porcentaje máximo específico, que exijan que se adopten ciertas medidas sólo en una junta de accionistas y den a los accionistas el derecho de aprobar ciertas políticas de inversiones y financiamiento.

Registros y transferencias

Las acciones son registradas por Endesa Chile a través de un Agente Administrativo que se denomina el Depósito Central de Valores S.A., Depósito de Valores. Esta entidad es también responsable del registro de los accionistas de Endesa Chile. En el caso de acciones de propiedad en común, se debe designar a un apoderado para que represente a los tenedores conjuntos en las negociaciones con Endesa Chile.

Contrato de inversiones extranjeras y Capítulo XXVI

Con relación a nuestra oferta inicial de ADS en 1994, celebramos un Contrato de Inversiones Extranjeras (el “Contrato de Inversiones Extranjeras”) con el Banco Central y el Depositario, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 47 de la Ley del Banco Central y el Capítulo XXVI del Compendio del Reglamento Cambiario del Banco Central (“Capítulo XXVI”), que regía la emisión de ADS por parte de una empresa chilena. Según el Contrato de Inversiones Extranjeras, las divisas para pagos y distribuciones respecto de los ADS pueden adquirirse ya sea en el Mercado Cambiario Formal o Mercado Cambiario Informal, pero la remesa de dichos pagos debe necesariamente efectuarse a través del primero. Se encuentra en vigencia un nuevo Compendio del Reglamento Cambiario desde el 19 de abril de 2001 que eliminó el Capítulo XXVI. Este Compendio fue corregido y está vigente desde el 1 de marzo de 2002. Producto de la eliminación del Capítulo XXVI ya no existe un acceso garantizado al Mercado Cambiario Formal. No obstante, puesto que el Contrato de Inversiones Extranjeras se celebró en virtud del Capítulo XXVI, siguen vigentes los principios del Capítulo XXVI con respecto a los términos del Contrato. En todo caso, los inversionistas extranjeros que hayan adquirido sus acciones al amparo de un Contrato de Inversiones Extranjeras de en virtud del Capítulo XXVI aún tienen acceso al Mercado Cambiario Formal para el propósito de convertir los pesos en \$ y repatriar desde Chile montos percibidos respecto de acciones ordinarias depositadas o acciones ordinarias giradas de depósito al liquidar ADR (incluidos los montos percibidos como dividendos en efectivo y ganancias de la venta en Chile de las acciones implícitas de las acciones ordinarias y todo derecho respecto de lo anterior). Los Contratos de Inversiones Extranjeras no pueden modificarse ni anularse sino con el consentimiento de todas las partes y por ende aquellos inversionistas extranjeros que hayan adquirido sus acciones en virtud de un Contrato de Inversiones Extranjeras aún podrán acceder al Mercado Cambiario Formal. Sin embargo, los inversionistas extranjeros que no depositaron las acciones ordinarias en nuestros mecanismos ADS, no gozarán de los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras que tenemos con el Banco Central, sino que por el contrario, estarán sujetos al reglamento normal de inversiones extranjeras.

A continuación se encuentra un resumen de ciertas disposiciones que se incluyeron en el Capítulo XXVI y el Contrato de Inversiones Extranjeras y por tanto siguen pertinentes. Este resumen no pretende ser cabal y se califica en su totalidad mediante las referencias hechas al Capítulo XXVI y al Contrato de Inversiones Extranjeras.

En virtud del Capítulo XXVI y del Contrato de Inversiones Extranjeras, el Banco Central acordó conceder al Depositario, en representación de los tenedores de ADR, y a todo inversionista que no resida ni tenga domicilio en Chile que retire acciones comunes en el momento de la entrega de ADR (siendo dichas acciones denominadas como "Acciones Retiradas" en el presente documento) acceso al Mercado Cambiario Formal para convertir pesos en \$ (y para remesar dichos dólares fuera de Chile), incluidos los montos percibidos a modo de:

- dividendos en efectivo;
- ganancias de la venta en Chile de Acciones Retiradas, previa recepción por parte del Banco Central de un certificado del tenedor de dichas Acciones Retiradas (o de una institución autorizada por el Banco Central) de que la residencia y domicilio de dicho tenedor están fuera de Chile y un certificado de una bolsa de comercio chilena (o de una empresa de corretaje o de valores constituida en Chile) de que dichas Acciones Retiradas fueron vendidas en la bolsa de comercio chilena;
- ganancias de la venta en Chile de derechos para suscribir más acciones ordinarias;
- ganancias de la liquidación, fusión o consolidación de nuestra empresa; y
- otras distribuciones, incluidas las que se originen en cualquier recapitalización, como resultado de la propiedad de acciones ordinarias representadas por ADS o Acciones Retiradas, pero sin restringirse a éstas.

Los cesionarios de Acciones Retiradas no gozarán de ninguno de los derechos anteriores estipulados en el Capítulo XXVI. Los inversionistas que reciban Acciones Retiradas a cambio de ADR tienen el derecho de volver a

depositar dichas acciones en intercambio por los ADR, siempre que se cumplan ciertas condiciones relativas al redepósito.

El Capítulo XXVI estipula que el acceso al Mercado Cambiario Formal respecto de los pagos se ve condicionado por nuestra certificación al Banco Central de que se ha efectuado un pago de dividendos y de que se ha retenido todo impuesto que corresponda. El Capítulo XXVI también estipula que el acceso al Mercado Cambiario Formal en relación con la venta de Acciones Retiradas o distribuciones se ve condicionado a la recepción por parte del Banco Central de certificación del Depositario (o el Custodio en su representación) de que dichas Acciones han sido retiradas en intercambio por ADR y a la recepción de una renuncia al beneficio del Contrato de Inversiones Extranjeras respecto de lo anterior hasta que se vuelvan a depositar las Acciones Retiradas.

El Contrato de Inversiones Extranjeras estipula que una persona que trae divisas extranjeras a Chile para comprar acciones ordinarias gozando del Contrato de Inversiones Extranjeras debe convertirlas en pesos en la misma fecha y cuenta con cinco días hábiles bancarios para invertir en acciones ordinarias, para recibir los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras. Si esta persona decide dentro de dicho período que no adquirirá acciones ordinarias, dicha persona puede acceder al Mercado Cambiario Formal para volver a comprar \$, siempre que la solicitud correspondiente sea presentada al Banco Central dentro de siete días hábiles bancarios desde la conversión inicial a pesos. Las acciones adquiridas de la manera que se describe anteriormente pueden depositarse para ADR y gozar de los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras, previa recepción por parte del Banco Central de un certificado del Depositario (o el Custodio en su representación) de que dicho depósito ha sido efectuado y que los ADR relacionados han sido emitidos y previa recepción de una declaración de la persona que realiza dicho depósito, renunciando a los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras respecto de las acciones ordinarias depositadas.

El acceso al Mercado Cambiario Formal no es automático en ninguna de las circunstancias descritas anteriormente. De conformidad al Capítulo XXVI, dicho acceso requiere la aprobación del Banco Central sobre la base de una petición al respecto presentada a través de una institución bancaria constituida en Chile. El Contrato de Inversiones Extranjeras estipula que si Banco Central no ha tomado acción en dicha petición dentro de siete días hábiles bancarios, se considerará dicha petición como aprobada.

En noviembre de 1995, el Banco Central modificó el Capítulo XXVI para regular las ofertas secundarias de ADS por parte de empresas que anteriormente celebraran un Contrato de Inversiones Extranjeras. De acuerdo a los nuevos reglamentos, celebramos un Contrato de Inversiones Extranjeras modificado en relación con sus ofertas de ADS, concluidas en febrero de 1996, para cumplir con las reglas en vigencia a la fecha de la aprobación del Banco Central de la nueva emisión de ADS.

El 16 de noviembre de 1999, el Banco Central emitió una nueva normativa que modificó el Capítulo XXVI. Entre las modificaciones, el Capítulo XVI ahora exige que las divisas ingresadas a Chile en virtud del Capítulo XXVI se conviertan en pesos en el Mercado Cambiario Formal y que las acciones evidenciando ADR sólo se paguen en pesos. Además, las divisas necesarias para hacer remesas de las ganancias de la venta de las acciones implícitas pueden adquirirse ahora en forma alternativa en el Mercado Cambiario Formal o Informal, aunque la remesa de dichos montos debía haberse efectuado necesariamente a través del Mercado Cambiario Formal (es decir, por medio de un banco). El 12 de mayo de 2000, se eliminó la norma que exigía que el capital invertido permaneciera en el país por lo menos durante un año antes de ser repatriado.

De conformidad a la ley chilena vigente, el Contrato de Inversiones Extranjeras no puede ser alterado unilateralmente por el Banco Central. Sin embargo, no se puede asegurar que en el futuro no se vayan a imponer restricciones chilenas adicionales aplicables a los tenedores de ADR, la enajenación de acciones implícitas de Acciones Ordinarias o la repatriación de las ganancias provenientes de dicha enajenación, ni tampoco puede haber una estimación de la duración o impacto de dichas restricciones si se llegan a imponer.

Compendio y emisiones de bonos internacionales

Los emisores chilenos pueden ofrecer bonos a escala internacional mediante el Capítulo XIV modificado del Título I del Compendio del Reglamento Cambiario (el “Compendio”), emitido por el Banco Central.

Con anterioridad al 17 de septiembre de 1998, los préstamos internacionales (incluidas las ofertas de bonos internacionales) otorgados a personas o empresas en Chile estaban sujetos a un depósito obligatorio (el “encaje”) de un monto equivalente al 10% (reducido del nivel anterior que era del 30%) de las ganancias del préstamo (u oferta

de bono) en una cuenta en dólares por un año y sin intereses con el Banco Central (o para el pago de un cargo al Banco Central al siguiente día hábil después de la fecha de conversión de la divisa a pesos en un monto equivalente al interés sobre dicho depósito a la tasa LIBOR a doce meses correspondiente a depósitos en dólares, más un margen de mercado que actualmente se aproxima a un 4%). El 17 de septiembre de 1998, el requisito del depósito de encaje se redujo al 0% y el 19 de abril 19 de 2001 se eliminó el encaje. A pesar de lo anterior, el Banco Central puede reestablecer el encaje en cualquier momento.

C. Contratos sustanciales

No hay.

D. Controles cambiarios

Entre otras cosas, el Banco Central es responsable de las políticas monetarias y de los controles cambiarios en Chile.

El 23 de enero de 2002 el Banco Central chileno aprobó un nuevo Compendio del Reglamento Cambiario que reemplazó al existente. Las nuevas reglas están en vigencia desde el 1 de marzo de 2002.

Con estas nuevas reglas, el Banco Central concluye un paulatino proceso de liberalización del mercado cambiario.

Este nuevo Compendio mejora la calidad de la información recolectada por parte del Banco Central con respecto a las políticas monetarias y los controles cambiarios. El Compendio incorpora los reglamentos principales que modificaron el Compendio del Reglamento Cambiario en abril de 1991. En otras palabras, las nuevas decisiones de inversiones y de financiamiento transfronterizos ya no se someterán a ninguna de las restricciones establecidas en los Artículos 42 y 49 de la Ley del Banco Central, tales como:

- el previo requisito de autorización por el Banco Central para el ingreso de capital asociado a préstamos, inversiones, aportes de capital, bonos y ADR del extranjero;
- la previa autorización del Banco Central para las remesas de capital asociadas a la rentabilidad del capital, dividendos y otros beneficios relacionados con aportes de capital, inversiones y prepago de préstamos extranjeros;
- la previa autorización del Banco Central para la rentabilidad del capital, utilidades y otros beneficios asociados a inversiones efectuadas por residentes chilenos en el extranjero;
- las limitaciones al prepago especial y cláusulas de aceleración incluidas en préstamos extranjeros;
- las restricciones de clasificación de riesgo mínimo y la duración ponderada de la emisión de bonos;
- las limitaciones respecto de las divisas en las que se puede emitir o contraer deuda externa;
- las restricciones a la emisión de ADR;
- el requisito de reservas para fondos provenientes del extranjero (que ya era de 0%); y

E. Tributación

Consideraciones tributarias chilenas

El siguiente análisis resume algunas consecuencias de los impuestos sobre las utilidades y los impuestos percibidos por retención chilenos para los propietarios en usufructo que se originan de la recepción, el ejercicio y/o la venta de derechos de ADS, como asimismo de la adquisición, propiedad y enajenación de las acciones y ADS. El resumen que aparece a continuación no pretende ser una descripción exhaustiva de todas las consideraciones tributarias que puedan ser pertinentes para una decisión en cuanto a la adquisición, propiedad o enajenación de acciones o de ADS y no pretende tratar las consecuencias que correspondan a todas las categorías de inversionistas, algunas de las cuales pueden estar sujetas a reglas especiales. Se recomienda a los tenedores de acciones y de ADS

que consulten con sus propios asesores en materias tributarias respecto de las consecuencias tributarias y otras en Chile en cuanto a la propiedad de acciones, de ADS demostrados por ADR.

El resumen que aparece a continuación se basa en la ley chilena, como se encuentra en vigencia a la fecha, y está sujeto a cualquier cambio de éstas o de otras leyes que se produzcan después de dicha fecha, posiblemente con un efecto retroactivo. De conformidad a la ley chilena, las disposiciones incluidas en los estatutos tales como las tasas impositivas aplicables a inversionistas extranjeros, el cálculo de la renta imponible para fines chilenos y la manera en que se imponen y cobran los impuestos chilenos pueden ser modificadas sólo por otra ley. Además, las autoridades tributarias chilenas promulgan dictámenes y reglamentos de aplicación general o específica e interpretan las disposiciones de la ley tributaria chilena. No se puede hacer una tasación retroactiva de los impuestos en contra de contribuyentes que actúen de buena fe confiando en dichos dictámenes, reglamentos e interpretaciones, pero las autoridades tributarias chilenas pueden modificar sus dictámenes, reglamentos e interpretaciones en el futuro. El análisis a continuación también se basa parcialmente en representaciones del depositario, y supone que toda obligación en el acuerdo sobre depósitos y los acuerdos relacionados se realizará de acuerdo con estos términos. No existe un tratado sobre el impuesto sobre las utilidades vigente entre Chile y los Estados Unidos.

De la forma en que se usa en este informe anual, el término “tenedor extranjero” significa:

- en el caso de un individuo, una persona que no es residente en Chile; Para fines de la tributación chilena, un tenedor es residente en Chile si él o ella ha residido en el país durante más de seis meses en un año calendario, o bien un total de más de seis meses en dos ejercicios fiscales consecutivos; o
- en el caso de una entidad legal que no está organizada de acuerdo con las leyes de Chile, a menos que las acciones, ADS o Letras sean asignados a una sucursal, un agente, representante o establecimiento permanente de dicha entidad en Chile.

Tributación de acciones y ADS

La tributación de dividendos en efectivo y distribuciones de propiedad

Los dividendos pagados con respecto a las acciones o los ADS en manos de tenedores extranjeros estarán sujetos a un impuesto percibido por retención de 35% de Chile, el cual es retenido y pagado por la compañía. Un crédito contra el impuesto percibido por retención chileno está disponible basado en el nivel del impuesto sobre las utilidades corporativo efectivamente pagado por la compañía sobre las utilidades a ser distribuidas; sin embargo, este crédito no disminuye el impuesto percibido por retención sobre la base uno a uno ya que también incrementa la base sobre la cual se impone el impuesto percibido por retención chileno. Adicionalmente, si la compañía distribuye menos que toda su utilidad distribuable, el crédito para el impuesto sobre las utilidades corporativo chileno pagado por la compañía se reduce en forma proporcional. El 28 de septiembre de 2001, se modificó la tasa del impuesto corporativo chileno que hasta el 31 de diciembre de 2001 se registró en 15%. A partir del 1 enero de 2002, se registró en 16%. A partir del 1 de enero de 2003, subió al 16,5% y a partir del 1 de enero de 2004, la tasa del impuesto corporativo aumentó al 17%. El ejemplo a continuación demuestra la carga impositiva del actual impuesto percibido por retención de Chile de los dividendos en efectivo de un tenedor extranjero, suponiendo una tasa del impuesto percibido por retención de 35%, una tasa vigente del 17% del impuesto corporativo en Chile y una distribución del 50% de la utilidad neta de la compañía que se puede distribuir después de pagar el impuesto corporativo de Chile:

Renta imponible de la compañía	100,0
Impuesto corporativo chileno (17% de Ch\$100)	(17)
Utilidad neta distribuable	83
Dividendo distribuable (50% de la utilidad neta distribuable)	41,5
Impuesto percibido por retención (35% de la suma de un dividendo de Ch\$41,5 más Ch\$8,5)	(17,5)
Crédito para el 50% del impuesto corporativo chileno	8,5
Impuesto neta percibido por retención	(9)
Dividendo neto recibido	32,5
Tasa vigente de la retención del dividendo	21,69%

En general, la tasa vigente del impuesto percibido por retención chileno para dividendos, después de aplicar el crédito para el impuesto corporativo chileno pagado por la compañía, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

Dividendo efectivo:
$$\frac{\text{(tasa del impuesto percibido por retención)} - \text{(tasa del impuesto corporativo chileno)}}{1 - \text{(tasa del impuesto corporativo chileno)}}$$

Tasa del impuesto percibido por retención:
$$1 - \text{(tasa del impuesto corporativo chileno)}$$

Por lo general, se da por hecho que los dividendos son pagados de las utilidades no distribuidas más antiguas de la empresa con el propósito de determinar el nivel de impuesto sobre las utilidades corporativo chileno que fue pagado por la empresa. Para información acerca de las utilidades no distribuidas de la empresa para efectos impositivos y del crédito tributario disponible sobre la distribución de esas utilidades no distribuidas, véase la Nota 7 a nuestros estados financieros consolidados.

Bajo la ley chilena del impuesto sobre las utilidades, la distribución de dividendos en bienes está sujeta a las mismas reglas que se aplican a los dividendos de efectivo. Los dividendos en acciones no están sujetos a la tributación chilena.

Tributación sobre la venta o intercambio de acciones o ADS

Las ganancias obtenidas por tenedores extranjeros de la venta o intercambio de ADS, o ADR evidenciando ADS fuera de Chile no estarán sujetas a tributación chilena.

Tributación sobre las acciones adquiridas el 19 de abril de 2001 o antes de dicha fecha

La ganancia reconocida de la venta o del intercambio de acciones (a diferencia de la venta o del intercambio de ADS representando esas acciones) estará sujeta al impuesto corporativo chileno del 17% tanto como el impuesto percibido por retención de 35% (el primero pudiendo usarse como crédito para el segundo) si el tenedor extranjero cumple con uno de los dos requisitos:

- haber sido el tenedor de acciones por menos de un año desde haber intercambiado ADS por las acciones; o
- haber adquirido o vendido las acciones en el transcurso normal de su negocio o como un corredor habitual de acciones.

En todos los demás casos, las ganancias de la venta de acciones estarán sujetas a un impuesto corporativo chileno fijo del 17% pero no estará sujeto al impuesto percibido por retención chileno de 35%.

Tributación sobre las acciones adquiridas después del 19 de abril de 2001

El 7 de noviembre de 2001, se modificó la ley del impuesto sobre las utilidades con el fin de crear una exención tributaria para las ganancias de capital producto de la venta de acciones de compañías públicas cotizadas en los mercados bursátiles. Si bien existen ciertas restricciones establecidas en la ley del impuesto sobre las utilidades modificada, en términos generales, la modificación establece las siguientes condiciones con las cuales hay que cumplir para acceder a la exención de ganancias de capital: (i) las acciones deben corresponder a una sociedad anónima cuyas acciones se transan en la bolsa con un cierto nivel mínimo de transacciones en una bolsa de valores; (ii) la venta debe realizarse en una bolsa de comercio chilena o en otra bolsa autorizada por el SVS o como parte de una licitación sujeta al Capítulo XXV de la Ley de Mercado de Valores de Chile, (iii) las acciones que se venden deben haberse adquirido en una bolsa de valores o mediante una licitación sujeta al Capítulo XXV de la Ley de Mercado de Valores de Chile o en una oferta pública inicial (producto de la creación de una compañía o de un aumento de capital) o debido al intercambio de bonos convertibles, y (iv) las acciones deben haberse adquiridos después del 19 de abril de 2001.

La base tributaria de las acciones recibidas en intercambio de ADS será al valor de adquisición de las acciones. El procedimiento de valoración establecido en el contrato de depósito, el cual valoriza las acciones al precio más alto al que ellos se transan en las Bolsa de Comercio de Santiago en la fecha del intercambio, determinará el valor de la adquisición para este efecto. En consecuencia, la conversión de ADS en acciones y la inmediata venta de las acciones al valor establecido bajo el contrato de depósito no generarán una ganancia de capital sujeta a tributación en Chile.

Tributación de derechos y derechos de ADS

Para efectos tributarios chilenos, la recepción de derechos o derechos de ADS de parte de un tenedor extranjero de acciones o ADS de conformidad a los ofrecimientos de derechos no es un evento imponible. Adicionalmente, no

hay ninguna consecuencia respecto al impuesto sobre las utilidades chileno para tenedores extranjeros al ejercer o caducar los derechos o los derechos de ADS. Cualquier ganancia sobre la venta, intercambio o transferencia de los derechos por un tenedor extranjero está sujeta a un impuesto percibido por retención de 35%.

Otros impuestos chilenos

No existen impuestos a regalos, herencias o sucesiones aplicables a la propiedad, transferencia o venta de ADS para un tenedor extranjero, pero dichos impuestos en general se aplicarán a la transferencia de las acciones de un tenedor extranjero cuando éste fallezca o regale dichas acciones. En Chile no existen impuestos del timbre, emisión, registro o similares ni deberes pagaderos por parte de tenedores de acciones o ADS.

Consideraciones tributarias de los Estados Unidos

El análisis a continuación describe las consecuencias sustanciales federales de Estados Unidos asociadas a la adquisición, posesión y entrega de nuestros ADS o acciones a un propietario en usufructo que es, para efectos tributarios de EE.UU., (i) un ciudadano o residente de Estados Unidos, (ii) una sociedad u otra entidad sujeta a las reglas tributarias de una sociedad que está constituida u organizada bajo las leyes de Estados Unidos o cualquier subdivisión política de ella o (iii) una masa hereditaria o un fideicomiso de los ingresos sujetos a tributación federal de Estados Unidos independiente de su origen. El texto se basa en las leyes tributarias de Estados Unidos, incluyendo el *Internal Revenue Code* (“Código de Impuestos Internos”) de 1986, y sus modificaciones (el “Código”), los reglamentos finales, temporales y propuestos, los fallos y decisiones legales publicados, todos los cuales en sus versiones vigentes o propuestas, están sujetos a cambios en cualquier momento, posiblemente con un efecto retroactivo.

El análisis abarca solamente nuestros ADS y acciones en manos de ustedes como bienes de capital según se definen en la Sección 1221 del Código y no se refiere al tratamiento tributario que reciben las personas que pertenecen a una clase de tenedores sujetos a tratamientos especiales bajos las leyes tributarias federales de Estados Unidos, tales y como:

- ciertas instituciones financieras;
- un agente de valores o divisas;
- un corredor de valores que opta por el método contable de la marca al mercado para sus propiedades en valores;
- una compañía aseguradora;
- una entidad exenta a impuestos;
- una persona sujeta al impuesto mínimo alternativo;
- sociedades u otras entidades clasificadas como sociedades para efectos del impuesto sobre las utilidades federal de Estados Unidos;
- una persona que posee nuestros ADS o acciones como parte de un *straddle*, transacción de cobertura, transacción de conversión u otra transacción integrada;
- una persona cuya principal residencia comercial o “residencia tributaria” se encuentra fuera de Estados Unidos, o una persona cuya moneda funcional no es el dólar;
- una persona que adquirió nuestros ADS de conformidad con el ejercicio de una opción de compra de acciones para empleados o de otro modo como compensación; y
- una persona que posee directa o indirectamente o a través de la atribución el 10% o más de nuestro capital social.

Adicionalmente, el efecto de cualquier ley tributaria local o estatal vigente y de cualquier otra jurisdicción tributaria extranjera no se abarca en este documento.

En general, si es tenedor de ADS, será tratado como el tenedor de las acciones implícitas representadas por aquellos ADS para los efectos del impuesto sobre las utilidades federal de EE.UU. Por consiguiente, ninguna ganancia ni pérdida se reconocerá si intercambia los ADS para las acciones implícitas representadas por aquellos ADS.

A no ser que se estipulare lo contrario, este análisis da por hecho que no somos ni seremos una compañía con inversiones extranjeras pasivas (*passive foreign investment company*, “PFIC” por sus siglas en inglés) para los efectos del impuesto sobre las utilidades federal, según se describe en mayor detalle a continuación. Este análisis también da por hecho que cada obligación en el Contrato de Depósito y en cualquier otro contrato relacionado se ejecutará según sus términos y que las declaraciones hechas por el Depositario respecto a la entrega previa de nuestros ADS son verídicas. La Tesorería ha manifestado su preocupación que las partes a las cuales se entregan los ADS puedan estar actuando de manera inconsistente con las reglas gobernantes de la solicitud de créditos tributarios extranjeros. Dichas acciones serían además incongruentes con la declaración de la tasa del 15% que se aplica a ciertos dividendos recibidos por tenedores no corporativos. Por consiguiente, el análisis de la credibilidad de la tributación chilena y de la disponibilidad de la tasa del 15% para los dividendos recibidos de tenedores no corporativos que aparece a continuación podrían verse afectados por las acciones tomadas por las partes a las cuales se entregan los ADS por adelantado.

Tributación de dividendos

En la medida en que se hagan pagos provenientes de nuestras ganancias y utilidades acumuladas o corrientes (según se determina de acuerdo a los principios del impuesto sobre las utilidades federal), las distribuciones hechas con respecto a nuestros ADS o acciones, a parte de ciertas distribuciones prorata de acciones ordinarias, (incluyendo los montos retenidos por nosotros respecto a los impuestos chilenos) se tratarán como ingresos de dividendos de origen extranjero recibidos por usted y no se aplicará la rebaja para dividendos recibidos generalmente permitida para las sociedades en cumplimiento del Código. Sujeto a las restricciones aplicables y a la discusión arriba en relación a las preocupaciones expresadas por parte de la Tesorería de los Estados Unidos, se aplicará un impuesto a una tasa máxima del 15% a los dividendos pagados a tenedores no corporativos en los años tributables que comiencen antes del 1 de enero de 2009. Los tenedores deben consultar con sus propios asesores tributarios respecto de las implicancias que tiene esta nueva legislación en sus circunstancias particulares. El monto de toda distribución de bienes a parte del efectivo será el valor justo de mercado de los bienes a la fecha de la distribución.

Los dividendos pagados en pesos se incluirán en el ingreso en una cantidad en dólares calculada por medio de una referencia al tipo de cambio vigente en la fecha en que (o el depositario en el caso de los ADSs) efectiva o implícitamente recibió dichas distribuciones, independiente de si los pesos se convierten efectivamente en \$ en ese momento. Si posee acciones, los dividendos se consideran recibidos en la fecha en que recibe su distribución. Si posee ADS, dicha fecha sería la fecha en la cual el Depositario recibe la distribución. Si los elementos recibidos en pesos no se convierten en dólares el día en que se reciben, es posible que le exija reconocer una ganancia o pérdida en divisa (la que se considerará un ingreso o pérdida ordinaria de origen estadounidense, cualquiera que sea el caso) al realizar la venta posterior u otra enajenación de los pesos.

Efecto de los impuestos percibidos por retención chilenos

El pago de dividendos de nuestros ADS o acciones a inversionistas extranjeros está sujeto al impuesto percibido por retención chileno. Para fines del impuesto sobre las utilidades federal, será tratado como si hubiera recibido la cantidad bruta de cualquier dividendo pagado, incluyendo el monto neto del impuesto percibido retenido por nosotros y luego como si hubiera pagado los impuestos percibidos por retención a las autoridades tributarias chilenas. En consecuencia, la cantidad del dividendo que puede incluir en la renta bruta para efectos del impuesto sobre las utilidades federal en relación con un pago de dividendos será mayor que la cantidad de efectivo que realmente recibió.

Sin embargo, sujeto a las limitaciones y restricciones aplicables que pueden variar según sus circunstancias y sujeto a la discusión antes detallada en relación a las preocupaciones expresadas por la Tesorería, tendrá derecho de recibir un crédito que se aplicaría a su obligación tributaria del impuesto sobre las utilidades federal, o una rebaja en el cálculo de su impuesto sobre las utilidades federal, por la cantidad neta de impuestos a la renta chilenos retenidos por nosotros. El límite para los impuestos extranjeros que califican para un crédito se calcula de manera separada para específicas clases de ingresos. Las normas que rigen los créditos tributarios extranjeros son complejas y, por

ende, le instamos que consulte con su asesor tributario para determinar el límite al cual está habilitado en cuanto a los créditos impositivos extranjeros con respecto a dividendos pagados con relación a nuestros ADS o acciones.

Ventas u otras enajenaciones

Al vender o enajenar nuestros ADS o acciones, generalmente se reconoce una ganancia o pérdida de capital para fines del impuesto sobre las utilidades federal que es igual a la diferencia entre la cantidad realizada en la enajenación y su base imponible ajustada en los ADS o acciones. Esta ganancia o pérdida será una ganancia o pérdida de capital de largo plazo si era tenedor de los ADS o acciones durante más de un año a la fecha de la enajenación. Las pérdidas de capital están sujetas a limitaciones. Cualquier ganancia o pérdida generalmente será una pérdida o ganancia de origen estadounidense para el propósito del crédito por pago de impuestos en el extranjero. Ciertas ganancias reconocidas al momento de la venta o intercambio de nuestras acciones o ADS (excepto para los ADS que se enajenan fuera de Chile) están sujetas a los impuestos a la renta chilenos. Debido a las limitaciones y restricciones generalmente aplicables, es posible que aquellos impuestos no se puedan aplicar como crédito a su obligación tributaria asociada al impuesto sobre las utilidades federal. Le recomendamos consultar con su asesor tributario para determinar el límite al cual está habilitado en cuanto a los impuestos pagados en relación a las ganancias reconocidas al momento de vender o intercambiar nuestros ADS o acciones.

Reglas aplicables a las Compañías con Inversiones Extranjeras Pasivas (“PFIC” por sus siglas en inglés)

Creemos que no nos considerarán una PFIC para efectos del impuesto sobre las utilidades federal de EE.UU. en el año fiscal de 2006. Creemos que nunca hemos sido una PFIC y que es poco probable que la seremos en un futuro próximo. No obstante, dado que la condición de ser una PFIC depende de la composición de los ingresos y activos de una compañía y del valor de mercado de sus activos (incluyendo, entre otros, las inversiones en acciones ordinarias que conforman menos que el 25% de la propiedad) de vez en cuando, y como no queda claro si ciertos tipos de nuestra renta constituyen rentas pasivas para efectos de una PFIC, no se puede asegurar que no nos vayan a considerar una PFIC en ningún año fiscal. Si nos trataran como una PFIC para cualquier año fiscal durante el cual es tenedor de un ADS o acción, ciertas consecuencias adversas podrían aplicarse a su caso.

Si nos trataran como una PFIC en cualquier año imponible en el cual usted tuviese un ADS o una acción, esto podría tener ciertas consecuencias adversas para su caso, incluyendo la imposición de impuestos mayores que aquellos que normalmente se aplicarían y exigencias adicionales en relación a la entrega de formularios tributarios. Le instamos que consulte con sus asesores tributarios respecto de las consecuencias que enfrentaría en caso de que nos trataran como una PFIC, además de la disponibilidad y la conveniencia de optar por la elección de evitar las consecuencias adversas de la tributación federal estadounidense de la condición de una PFIC en caso de que nos clasificasen como PFIC para cualquier año sujeto a impuestos.

Retenciones de respaldo y otros requisitos asociados a la publicación de informes

El pago de dividendos y de ganancias de ventas que se hacen dentro de los Estados Unidos o mediante ciertos intermediarios financieros relacionados con los EE.UU. por lo general es sujeto a la presentación de información o la retención de respaldo a no ser que (i) sea una sociedad u otro recipiente exento de pago o (ii) en el caso de la retención de respaldo, presente un número de identificación de contribuyente y certifique que no está sujeto a la retención de respaldo. La retención de respaldo no es un impuesto adicional. La cantidad de cualquier retención de respaldo proveniente de un pago que se le hace se podrá aplicar como crédito a su obligación tributaria federal en relación a su impuesto sobre las utilidades de EE.UU. y le puede dar derecho de recibir un reembolso, siempre que la información requerida se entregue al *Internal Revenue Service* (el Servicio de Impuestos Internos de EE.UU.).

F. Agentes de dividendos y pagos

No se aplica.

G. Declaración de expertos

No se aplica.

H. Documentos disponibles al público

Estamos sujetos a los requisitos de información de la Ley de la Bolsa de Valores, salvo que como emisor extranjero, no estamos sujetos a las reglas de representación ni a las reglas de publicación de utilidades *short-swing*

de la Ley de la Bolsa de Valores. De acuerdo a estos requisitos establecidos por la Ley, presentamos o facilitamos a la Comisión informes y otra información. Los informes y otra información presentados o facilitados por nosotros a la Comisión se pueden inspeccionar o copiar en las centrales de referencias públicas administradas por la Comisión en la siguiente dirección: Room 1024, 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 20549; y en las oficinas regionales de la Comisión ubicadas en 233 Broadway, New York, New York 10279 y 475 West Jackson Boulevard, Suite 900, Chicago, Illinois 60604. Las copias de dicho material también se pueden inspeccionar en las oficinas de la Bolsa de Nueva York: New York Stock Exchange, 11 Wall Street, New York, New York 10005, en la cual se encuentran registrados nuestros ADS. Adicionalmente, la Comisión mantiene un sitio Web con los archivos electrónicos de la información entregada a la Comisión, los cuales se pueden acceder en el Internet en <http://www.sec.gov>.

I. Información de las filiales

No se aplica.

Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado

La Compañía está expuesta a riesgos ocasionados por los cambios en las tasas de interés y los tipos de cambio. La compañía, en coordinación con Enersis – la empresa matriz, monitorea y administra en forma constante dichos riesgos. El directorio de la Compañía aprueba las políticas de administración de riesgo a todo nivel.

La Compañía no ejecuta instrumentos financieros para fines especulativos ni bursátiles. Por ende, el riesgo de mercado de la Compañía se limita a los riesgos no bursátiles.

Riesgo del precio de productos básicos

Como parte del negocio de la generación eléctrica nos exponemos a los riesgos de mercado que surgen de la volatilidad de los precios de la electricidad, el gas natural y el carbón y celebramos contratos de largo plazo con los proveedores y los clientes con el fin de manejar dicha exposición.

Los cambios experimentados por el sector de las líneas de interconexión entre Argentina y Brasil (según se describen en el Ítem 4.B. Vista general del negocio) ocasionaron una sensibilidad a los precios de productos básicos nula en Costanera y CEMSA y, en el caso de CIEN, provocaron la reducción de las sumas tratadas en el mercado spot y la exposición al mismo hasta el año 2007. Todo contrato que constituye un instrumento sensible a los precios de los productos básicos celebrado a partir del 31 de diciembre de 2006 se celebró con fines de comercialización.

Estamos expuestos a la volatilidad de los precios del gas natural en los mercados chilenos y argentinos. Intentamos manejar nuestro suministro de este producto básico mediante la celebración de contratos a largo plazo con nuestros proveedores con plazos que deberían estar a la par de la vida de nuestros activos de generación. Por lo general, estos contratos establecen la compra del gas a los precios de mercado existentes en el momento en que se realiza la compra. Al 31 de diciembre de 2006 y de 2005 no teníamos ningún contrato clasificado ya sea como contrato de instrumento de derivados financieros, de instrumento financiero o de instrumento de derivados de productos básicos con relación al gas natural.

Estamos expuestos a la volatilidad de los precios del carbón en los mercados chilenos y colombianos y manejamos esta exposición al producto básico mediante la celebración de contratos a corto plazo con nuestros proveedores. Consideramos que nuestra exposición a este producto básico no es sustancial. Al 31 de diciembre de 2006 y de 2005 no teníamos ningún contrato clasificado ya sea como contrato de instrumento de derivados financieros, de instrumento financiero o de instrumento de derivados de productos básicos con relación al carbón.

Las tablas que aparecen a continuación demuestran ciertos datos con respecto a los instrumentos sensibles al precio de la electricidad que la Compañía ha emitido o adquirido al 31 de diciembre de 2006, los que se clasifican según el mercado energético y la compañía. Estos instrumentos sensibles al precio de la electricidad consisten en contratos *forward* de energía con múltiples fechas de entrega y exigen una entrega física. No se permite la liquidación neta de ninguno de los contratos. La mayoría de los contratos cuentan con características de opcionalidad en cuanto a las cantidades y los precios con cláusulas de indexación referentes a ciertos factores como los índices de inflación y las monedas extranjeras. Al formular estas tablas, la administración aplica ciertos supuestos sobre la base de los datos de mercado y los modelos de fijación de precios. Los datos de entrada de los modelos de fijación de precios incluyen los precios *forward* estimados de la electricidad y del gas natural, los tipos de cambio, las tasas cambiarias, los índices de inflación, los costos de transmisión, entre otros. Se vuelve cada vez más difícil predecir dichos datos de entrada y las estimaciones son cada vez menos precisas a medida que aumenta el

plazo del contrato. En consecuencia, los valores justos dependen en gran medida de las suposiciones utilizadas. No se han eliminado los montos entre empresas de las tablas a continuación.

CHILE

ENDESA CHILE		2007	2008	2009	2010	En adelante	Total	Valor justo [en millones de \$]
Compras de electricidad	GWh	720	-	-	-	-	720	(14,52)
Precio promedio ponderado	\$/MWh	55,97	-	-	-	-		

BRASIL

CIEN		2007	2008	2009	2010	En adelante	Total	Valor justo [en millones de \$]
Ventas de electricidad	GWh	1.392	-	-	-	-	1.392	6,02
Precio promedio ponderado	\$/MWh	38,16	-	-	-	-	38,16	
Compras de electricidad	GWh	1.392	-	-	-	-	1.392	
Precio promedio ponderado	\$/MWh	33,77	-	-	-	-	33,77	

ARGENTINA

CEMSA		2007	2008	2009	2010	En adelante	Total	Valor justo [en millones de \$]
Ventas de electricidad	GWh	-	-	-	-	-	-	-
Precio promedio ponderado	\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Compras de electricidad	GWh	-	-	-	-	-	-	-
Precio promedio ponderado	\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-

ARGENTINA

COSTANERA-CBA		2007	2008	2009	2010	En adelante	Total	Valor justo [en millones de \$]
Ventas de electricidad	GWh	-	-	-	-	-	-	-
Precio promedio ponderado	\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-

Riesgo de la tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2005 y 2006, el 7% y 17,0%, respectivamente, de las obligaciones pendientes de la Compañía estaban sujetas a tasas de interés flotantes (principalmente basadas en la tasa LIBOR). La Compañía administra su riesgo con respecto a las tasas de interés al mantener sus deudas tanto en tasas variables como fijas.

Al 31 de diciembre de 2006, los valores registrados para fines de contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros significativos (incluyendo los documentos de cobertura de riesgo) que exponen a la Compañía a un riesgo con respecto a las tasas de interés, son los que se indican a continuación:

	A 31 de diciembre de 2006						Total	Valor justo	
	2007	2008	2009	2010	2011	En adelante			
	(en millones de Ch\$ constantes)								
Obligaciones:									
Tasa fija:									
Denominadas en Ch\$ y UF	836	550	550	77.710	4.364	91.022	175.031	201.390	
Tasa de interés promedio ponderado	8,15%	8,15%	8,15%	8,45%	8,45%	-	8,24%	-	
Denominadas en \$	76.970	233.305	354.972	62.118	19.369	484.889	1.231.624	1.439.518	
Tasa de interés promedio ponderado	8,09%	8,16%	8,02%	8,21%	8,27%	-	8,14%	-	
En otras monedas	13.934	43.670	19.914	50.062	63.079	63.614	254.273	268.693	
Tasa de interés promedio ponderado	8,43%	9,03%	8,97%	9,08%	8,88%	6,19%	8,83%	-	
Tasa variable									
Denominadas en Ch\$ y UF									
Tasa de interés promedio ponderado									
Denominadas en \$	23.696	46.102	44.378	24.450	30.433	39.059	208.119	205.795	
Tasa de interés promedio ponderado	8,77%	8,42%	8,28%	8,45%	9,82%	-	8,68%	-	
En otras monedas	64.403	3.854	68.921	-	-	72.532	209.711	204.713	
Tasa de interés promedio ponderado	11,42%	11,70%	11,10%	11,10%	11,10%	-	11,37%	-	
Total	179.839	327.481	488.736	214.340	117.246	751.116	2.078.758	2.320.108	

En comparación, al 31 de diciembre de 2005 los valores registrados para fines de contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros significativos que exponen a la Compañía a un riesgo de tasa de interés, son los que se indican a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2005							Total	Valor justo
	2006	2007	2008	2009	2010	En adelante			
	(en millones de Ch\$ constantes)								
Obligaciones:									
Tasa fija:									
Denominadas en Ch\$ y UF	147.279	822	540	540	76.256	93.602	319.038	349.576	
Tasa de interés promedio ponderado	9,60%	9,58%	9,58%	9,58%	9,90%	-	9,62%	-	
Denominadas en \$	119.810	70.132	225.085	335.552	62.156	477.629	1.290.364	1.406.925	
Tasa de interés promedio ponderado	8,08%	8,06%	8,10%	7,94%	8,24%	-	8,08%	-	
Otras monedas	56.582	17.330	16.402	17.881	34.036	88.738	230.967	257.011	
Tasa de interés promedio ponderado	9,78%	9,54%	9,94%	9,96%	9,89%	-	9,79%	-	
Tasa variable									
Denominadas en Ch\$ y UF									
Tasa de interés promedio ponderado									
Denominadas en \$ (1)	-13.602	3.009	5.871	15.389	18.677	7.445	36.788	37.340	
Tasa de interés promedio ponderado (2)	6,51%	6,57%	6,26%	5,10%	4,55%	-	6,39%	-	
Otras monedas	22.088	13.138	-	65.277	-	-	100.503	107.892	
Tasa de interés promedio ponderado	13,75%	13,20%	12,80%	-	-	-	12,71%	-	
Total	332.155	104.431	247.898	434.639	191.124	667.413	1.977.661	2.158.744	

(1) Durante 2006 el valor negativo del vencimiento de las obligaciones denominadas en \$ con tasa variable se debe al vencimiento de la porción de activos del swap en divisas cruzadas LIBOR - UF.

El riesgo cambiario

La Compañía está expuesta a un riesgo cambiario producto de sus obligaciones a largo plazo denominadas en dólares. El riesgo se mitiga ya que una parte significativa de los ingresos de la Compañía se relacionan con el dólar indirecta o directamente. Adicionalmente, administramos el riesgo a través de *swaps* de divisas en dólares y UF y contratos de divisas *forward* en dólares y pesos. Al 31 de diciembre de 2005, el endeudamiento consolidado total de Endesa Chile alcanzó \$3.904 mil millones, \$2.579 mil millones (netos después de los instrumentos de cobertura de divisas) o el 66,1% del cual se denominaba en dólares. Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre de 2006, nuestros ingresos alcanzaban \$2.512 mil millones, de los cuales aproximadamente el 18% se denominaba en dólares y aproximadamente el 44% se relacionaba de alguna forma con el dólar. En cambio, lo equivalente a \$99 millones correspondían a ingresos en pesos, lo que representa el 5% de nuestros ingresos consolidados de 2005.

Si bien el riesgo cambiario al cual estamos expuestos depende de las fluctuaciones de los tipos de cambio extranjeros en los cuales los activos y pasivos monetarios se mantienen con respecto al peso, para efectos contables, las variaciones cambiarias de dólar respecto al peso afectan nuestro resultado, debido a la aplicación del BT 64. De acuerdo a las normas contables chilenas, los efectos de recalcular muchas de las fluctuaciones cambiarias del peso /

dólar son registrados en el patrimonio neto de la corrección monetaria producida por los efectos de la inflación chilena en dichas cantidades de inversiones extranjera. Para mayor información sobre el mecanismo BT 64, véase el Ítem 5. Resumen operativo y financiero y prospectos. A. Resultados operacionales.

Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera se incluyen en los resultados de operaciones para el período junto con la corrección monetaria.

Al 31 de diciembre de 2006, los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que exponen la Compañía al riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

Al 31 de diciembre de 2006								
	2007	2008	2009	2010	2011	En adelante	Total	Valor justo
(en millones de Ch\$ constantes) (1)								
Obligaciones:								
Tasa fija								
Denominadas en \$	76.970	233.305	354.972	62.118	19.369	484.889	1.231.624	1.439.518
En otras monedas.....	14.769	44.220	20.464	127.772	67.444	154.636	429.304	470.083
Tasa variable								
Denominadas en \$	23.696	46.102	44.378	24.450	30.433	39.059	208.119	205.795
En otras monedas.....	64.403	3.854	68.921	-	-	72.532	209.711	204.713
—Otros instrumentos (2)								
Denominados en \$	37.818	90.524	2.049	-	-	-	130.391	130.391
En otras monedas.....	351.315	3.221	8.573	7.629	5.967	41.629	418.334	418.334
Contratos <i>forward</i> (recibir \$ /pagar Ch\$ - UF).....								
Otros derivados de divisas.....		66.549					66.549	184

- (1) Calculado sobre la base del tipo de cambio observado al 31 de diciembre de 2006 que fue Ch\$532,39 = \$1.00.
- (2) “Otros instrumentos” incluyen caja, depósitos a plazo y cuentas por cobrar a corto plazo.
- (3) Los valores justos se calcularon sobre la base del valor descontado de los flujos de caja futuros que se esperan pagar (o cobrar), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos a tener en cuenta.

Al 31 de diciembre de 2005, los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que exponen la Compañía al riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

Al 31 de diciembre de 2005								
	2006	2007	2008	2009	2010	En adelante	Total	Valor justo (3)
(en millones de Ch\$ constantes) (1)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en U.S.\$	119.810	70.132	225.085	335.552	62.156	477.629	1.290.364	1.406.925
En otras monedas.....	203.860	18.152	16.942	18.421	110.292	182.339	550.006	606.587
Tasa variable								
Denominadas en U.S.\$	(13.602)	3.009	5.871	15.389	18.677	7.445	36.788	37.340
En otras monedas.....	22.088	13.138	-	65.277	-	-	100.503	107.892
—Otros instrumentos (2)								
Denominadas en U.S.\$	32.565	91.879	-	-	-	-	124.444	124.444
En otras monedas.....	136.001	308	2.307	2.307	2.307	16.144	159.374	159.374
Contratos <i>forward</i> (recibir U.S.\$ /pagar Ch\$ - UF)								
Otros derivados de divisas	25.625	-	-	-	-	-	25.625	(12.990)

- (1) Calculado sobre la base del tipo de cambio observado al 31 de diciembre de 2005 que fue Ch\$512,50 = \$1.00.
- (2) “Otros instrumentos” incluyen caja, depósitos a plazo y cuentas por cobrar a corto plazo.
- (3) Los valores justos se calcularon sobre la base del valor descontado de los flujos de caja futuros que se esperan pagar (o cobrar), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos a tener en cuenta.

D. Puerto Seguro

La información en el presente Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado, contiene declaraciones que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro. Véase “Declaraciones con visión hacia el futuro” en la Introducción del presente informe para las disposiciones de puerto seguro.

Ítem 12. Descripción de valores que no sean acciones ordinarias

No se aplica.

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades

[No hay.]

Ítem 14. Modificaciones sustanciales a los derechos de los tenedores de valores y el uso de las ganancias

[No hay.]

A. Uso de las ganancias

[No se aplica.]

Ítem 15. Controles y Procedimientos

(a) Controles y procedimientos de la publicación de informes

La gerencia de Endesa Chile, bajo la supervisión del gerente general y el gerente de administración y finanzas, realizó una evaluación de la efectividad de sus controles y procedimientos de la publicación de informes al 31 de diciembre de 2006. La eficacia de todo sistema de controles y procedimientos de la publicación de informes está sujeta a limitaciones propias, incluidos el error humano y la evasión o invalidación de los controles y procedimientos mismos. Por consiguiente, incluso los controles y procedimientos de la publicación de informes eficaces garantizan solamente un nivel razonable de cumplimiento con sus objetivos. Sobre la base de dicha evaluación, el gerente general y el gerente de administración y finanzas concluyeron que dichos controles y procedimientos fueron adecuadamente eficaces para garantizar un nivel de certeza razonable en la información que a Endesa Chile se le requiere revelar en los informes que la Compañía presenta y registra bajo la Ley de Valores de 1934 y que se registró, se procesó, se resumió y se publicó dentro de los períodos de tiempo especificados en las reglas y en los formularios y que se recopiló y se presentó a la administración de la Compañía y al gerente general y el gerente de administración y finanzas, según procede, para permitir que las decisiones asociadas a las publicaciones necesarias se tomaran de forma oportuna.

(b) Informe anual de la administración sobre los controles internos de las publicaciones financieras

La administración de Endesa Chile es responsable de la formulación y aplicación de los controles internos apropiados de las publicaciones financieras. Los controles internos de la Compañía sobre las publicaciones financieras se han diseñado de tal forma que garanticen un grado de certeza razonable en cuanto a la confiabilidad de los informes financieros y de la preparación de los estados financieros para propósitos externos de conformidad con los principios contables generalmente aceptados.

Dadas las limitaciones propias, es posible que los controles internos sobre las publicaciones financieras no necesariamente eviten ni detecten ciertos errores y que sólo garanticen un nivel de certeza razonable en relación a la preparación y presentación de los estados financieros. Además, las proyecciones relativas a las evaluaciones sobre la eficacia de períodos futuros están sujetas a la posibilidad de que los controles puedan llegar a ser inadecuados debido a que las condiciones cambiaron o se deterioró el grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos a lo largo del tiempo.

La administración evaluó la eficacia de sus controles internos sobre las publicaciones financieras para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2006. La evaluación se fundó en los criterios establecidos en el marco de los “Controles internos— Marco integrado” emitido por el comité de organizaciones auspiciadores de la Comisión Treadway (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission - COSO*). Sobre la base de dicha evaluación, la administración de Endesa Chile ha concluido que al 31 de diciembre de 2006 los controles internos sobre las publicaciones financieras fueron eficaces.

La evaluación de la administración así como la eficacia de los controles internos sobre las publicaciones financieras al 31 de diciembre de 2006 se han sometido a una auditoría realizada por *Ernst & Young Ltda.*, una compañía de contadores públicos registrados e independientes, según se indica en su informe que se encuentra en el “Ítem 18. Estados financieros”.

(c) Cambios realizados a los controles internos

No se ha hecho ningún cambio a los controles internos que ejerce Endesa Chile sobre la publicación de los informes financieros durante 2006 que ha tenido un impacto importante o que dentro de lo que es razonablemente probable afectaría de forma sustancial los controles internos de la Compañía sobre la publicación de informes financieros.

Ítem 16. [Reservado]

Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría

Nuestro directorio ha determinado que José Fernández O. es un experto financiero del comité de auditoría de conformidad a lo definido en la Ley de Valores, forma parte del comité de auditoría y constituye un integrante independiente del comité de auditoría. Véase el “Ítem 6. Directores, gerentes y empleados — C. Prácticas del directorio” para detalles.

Ítem 16B. Código de ética

Existen tres resoluciones o políticas de la empresa que rigen las normas de conducta ética de Endesa Chile, a saber: el Estatuto del Directivo, el Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores y las Bases de Gobierno Corporativo de Endesa Chile.

El Estatuto del Directivo, adoptado por el directorio en junio de 2003, se aplica a todos los gerentes que por medio de un contrato se asocian a Endesa Chile o a sus filiales controladas en las cuales Endesa Chile es el accionista mayoritario tanto en Chile como en el exterior, lo que incluye al gerente general, el gerente de administración y finanzas y a los demás principales ejecutivos de la Compañía. El objetivo de este reglamento, que se ha incorporado a los contratos de aquellas personas sujetas a su cumplimiento, es establecer la conducta de la gerencia con respecto a los principios que rigen sus acciones y los límites y aspectos incompatibles que surgen de allí, todo dentro del marco de la visión, la misión y los valores de Endesa Chile.

El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, adoptado por el directorio de Endesa Chile en junio de 2002, determina los criterios de conducta a aplicarse a las operaciones de mercado con el fin de contribuir a la transparencia de las mismas y a la protección de los inversionistas; dicho reglamento se aplica a los miembros del directorio, los principales ejecutivos y los ejecutivos y empleados de Endesa Chile que determina el gerente general con conocimiento del presidente y que desarrollen su trabajo en áreas relacionadas con el mercado de valores o que tengan acceso a información privilegiada.

Endesa Chile está comprometida con realizar mejoras continuas a sus prácticas de gobierno corporativo que se basa en el trato equitativo de todos los accionistas y con velar por sus mejores intereses, otorgándolos así un rendimiento de su inversión. Esto se ha incorporado en el documento titulado “Las Bases del Gobierno Corporativo de Endesa Chile”, la que cuenta con cuatro objetivos principales:

I Concentrar los esfuerzos del directorio y de la administración para concentrarse en maximizar el valor de la Compañía para todos sus accionistas, así como también para sus empleados, clientes y proveedores;

II Reafirmar el deber del directorio de proporcionar pautas que guiarán a la administración para alcanzar las mejores prácticas en cada nivel de la organización;

III Destacar uno de los objetivos más relevantes del directorio, que es dar a conocer la visión de la Compañía, sus metas y estrategia para lograr dichas metas;

IV Enfatizar la responsabilidad del directorio de controlar continuamente el rendimiento de la administración de acuerdo con la visión y estrategia de la Compañía.

Los esfuerzos realizados en relación a este tema se orientan fundamentalmente a tres áreas clave: i) relaciones con los accionistas y la Compañía, ii) el directorio y la administración, y iii) las políticas de publicaciones. La estructura de Las Bases de Gobierno Corporativo corresponde a un formato sencillo y fácil de utilizar de preguntas y respuestas que buscan abordar los temas más relevantes asociados a estas tres áreas.

Se puede acceder el Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, el Estatuto del Directorio y las Bases de Gobierno Corporativo en el sitio web de Endesa Chile en www.endesa.cl (la información disponible en este sitio web no se incorpora como referencia al presente informe). Se puede obtener una copia gratuita de estos documentos al solicitarla por escrito o por teléfono a la siguiente dirección:

Empresa Nacional de Electricidad S.A.
 Atención: Departamento de Relaciones con Inversionistas
 Santa Rosa 76
 Santiago, Chile
 República de Chile
 (562) 630 9000

Ítem 16C. Honorarios y servicios de los contadores principales

La tabla que aparece a continuación contiene información de los honorarios acumulados que facturaron nuestros contadores principales, Ernst & Young, además de otras empresas asociadas a Ernst & Young y sus socios respectivos, por tipo de servicio prestado durante los períodos abajo indicados:

<u>Servicios prestados</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
	(millones de \$)	
Honorarios de auditoría (1).....	0,64	0,94
Honorarios relacionados con la auditoría (2).....	0,01	0,00
Honorarios tributarios (3).....	0,10	0,04
Total.....	<u>0,75</u>	<u>0,98</u>

- (1) Durante 2006 y 2005, nuestro auditor externo no prestó ningún servicio relacionado con la auditoría que fuese significativo.
- (2) Durante 2006, nuestro auditor externo no prestó ningún servicio tributario que fuese significativo. La cifra de 2005 incluye los honorarios para los servicios de asesoría tributaria en Perú y Chile (que sumaron USD 99.000 y USD 600, respectivamente).

Adicionalmente, Ernst & Young prestó servicios de auditoría relacionados con la serie de informes preparados de conformidad con las políticas contables de Endesa S.A. para ser incorporados a los estados financieros consolidados de Endesa Chile que se prepararon de acuerdo al IFRS. Los honorarios que corresponden a estos servicios sumaron \$344.700 y Endesa se responsabilizó del pago.

Los montos incluidos en la tabla antes presentada y en las notas al pie se han clasificado conforme con las pautas de *Public Company Accounting Oversight Board* (Junta para la Supervisión Contable de Compañías Públicas) (PCAOB por sus siglas en inglés), las cuales contienen ciertos elementos que difieren de las clasificaciones realizadas en nuestros estados financieros que preparamos de conformidad con IFRS.

Políticas y procedimientos de aprobación previa del Comité de Auditoría

Los accionistas de Endesa designan a los auditores externos de la Compañía durante la junta anual de accionistas. De igual modo, los accionistas de nuestras filiales asignan a sus respectivos auditores externos, de conformidad con las leyes y los reglamentos vigentes en cada país.

El Comité de Auditoría y Control, a través del departamento de auditoría interna de Endesa, administra las propuestas de nominaciones, las revisiones de las cartas de participación, los honorarios negociados, el control de calidad en conexión a los servicios prestados, el análisis y el control de asuntos asociados a la independencia y otras cosas.

El Comité de Auditoría y Control tiene una política de aprobación previa que se aplica a la contratación del auditor externo de Enersis, y de cualquiera de sus filiales, para la prestación de servicios profesionales. Los servicios profesionales que abarca dicha política incluyen los servicios de auditoría y los que no son de auditoría que se prestan a Endesa.

Los honorarios que se pagan en conexión a los servicios de auditoría recurrentes se autorizan como parte de nuestro presupuesto anual. Los honorarios que se pagan en relación a los servicios de auditoría no recurrentes, una vez analizados por parte del departamento de auditoría interna, se someten a la consideración del Comité de Auditoría y Control para su aprobación o rechazo.

La política de aprobación previa establecida por el Comité de Auditoría y Control para los servicios que no son de auditoría se detalla a continuación:

- la unidad de negocios que solicita el servicio y la compañía de auditoría a la que se solicita la prestación de servicios deben pedir que el gerente de auditoría corporativa estudie la naturaleza del servicio a prestar.
- en ese momento, el departamento de auditoría corporativa debe analizar la solicitud y exigir que la compañía de auditoría solicitada para prestar sus servicios emita un certificado firmado por el socio responsable de la auditoría de nuestros estados financieros consolidados, confirmando la independencia de dicha compañía de auditoría.
- finalmente, la propuesta se presenta al comité de auditoría y control para su aprobación o rechazo.

Todo servicio detallado arriba en las notas al pie (1) y (2) fueron aprobados de conformidad con los procedimientos señalados inmediatamente arriba desde julio de 2005.

Adicionalmente, debido a la publicación número 34-53677 de SEC-PCAOB (Aprobación previa del Comité de Auditoría para ciertos servicios tributarios), el Comité de Auditoría y Control ha diseñado, aprobado e implementado los procedimientos necesarios para satisfacer los requisitos establecidos en esta norma.

Ítem 16D. Exoneraciones de los requisitos de inscripción de los Comités de Auditoría

No se requiere.

Ítem 16E. Compras de acciones ordinarias por parte del emisor y personas relacionadas

No se aplica.

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No hay.

Ítem 18. Estados financieros

Endesa Chile y filiales

Informes de las compañías de contabilidad registradas e independientes:

Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) 2004, 2005 y 2006.....	F-1
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) sobre la evaluación de la administración de los controles internos y sobre la eficacia de los controles internos 2006	F-2
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Endesa Argentina S.A. 2004, 2005 y 2006.....	F-3
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. 2004, 2005 y 2006	F-4
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Endesa Brasil S.A. 2005 y 2006	F-5
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Compañía de Interconexão Energética S.A. 2005	F-6
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Cachoeira Dourada S.A. 2005	F-7
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – CGT Fortaleza S.A. 2005.....	F-8
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Compañía de Interconexão Energética S.A. 2006..	F-9
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Cachoeira Dourada S.A. 2006	F-10
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – CGT Fortaleza 2006.....	F-11
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Transportadora de Energía S.A. 2006	F-12
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. 2006	F-13

Estados financieros consolidados:

Balances consolidados al 31 de diciembre de 2005 y 2006	F-11
Estados de resultados consolidados para los años terminados al 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006.....	F-13
Estados consolidados del patrimonio para los años terminados al 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006.....	F-14
Estados consolidados del flujo de caja para los años terminados al 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006.....	F-15
Notas a los estados financieros consolidados	F-17
Anexo I — Información financiera condensada de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile).....	G-1

Ítem 19. Anexos

<u>Anexo</u>	<u>Descripción</u>
1.1	Estatutos de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y sus modificaciones (traducción al inglés).
8.1	Lista de las filiales.
12.1	Certificación del gerente general conforme con la Sección 302 de la Ley Sarbanes Oxley.
12.2	Certificación del gerente de administración y finanzas conforme con la Sección 302 de la Ley Sarbanes Oxley.
13.1	Certificación del gerente general y el gerente de administración y finanzas conforme con la Sección 906 de la Ley Sarbanes Oxley.

Proporcionaremos a la *Securities and Exchange Commission*, a petición suya, copias de cualquier instrumento no presentado que define los derechos de los tenedores de obligaciones de largo plazo de Empresa Nacional de Electricidad S.A.

FIRMAS

La entidad registrada certifica que cumple con todos los requisitos para registrar el Formulario 20-F y que debidamente ha causado y autorizado la firma del abajo firmante de la presente modificación del informe anual en su representación.

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A

Por: /f/ Rafael Mateo A.

Nombre: Rafael Mateo A.

Título: Gerente general

Fecha: 14 de mayo de 2007

CERTIFICADO

Por la presente certifico que este documento contiene el texto más reciente y actualizado de los estatutos sociales de Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Santiago, 25 de abril de 2006.

Rafael Mateo Alcalá
GERENTE GENERAL

La Compañía consolida los estados financieros de las compañías en las cuales tiene el control sobre el 50% de las acciones con derecho de voto, siempre que no existan derechos de participación minoritaria substantiva que inhiben el control. Se detallan a continuación:

<u>Compañía</u>	Porcentaje de participación de los derechos de voto al 31 de diciembre de				
	2004	2005	2006		
	<u>Total</u>	<u>Total</u>	<u>Directa</u>	<u>Indirecta</u>	<u>Total</u>
Enigesa S.A. (Chile)	100,00	100,00	99,51	0,49	100,00
Ingendesa S.A. (1) (Chile)	97,64	100,00	98,75	1,25	100,00
Pehuenche S.A. (Chile).....	92,65	92,65	92,65	-	92,65
Endesa Argentina S.A (Argentina)	99,99	99,99	97,99	2,00	99,99
Endesa Chile Internacional (Chile).....	100,00	100,00	100,00	-	100,00
Pangue S.A.(2) (Chile).....	94,99	94,99	94,98	0,02	95,00
Hidroinvest S.A. (Argentina)	69,93	69,93	-	69,93	69,93
El Chocón S.A. (Argentina)	65,19	65,19	-	65,19	65,19
Endesa Costanera S.A. (Argentina)	64,26	64,26	12,33	51,93	64,26
Endesa Brasil Participações Ltda. (Brasil)	100,00	100,00	5,00	95,00	100,00
Túnel El Melón S.A. (Chile)	99,95	99,95	99,95	-	99,95
Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. (Chile).....	100,00	100,00	100,00	-	100,00
Central Hidroeléctrica Betania S.A. (3)(Colombia).....	85,62	85,62	5,01	94,98	99,99
Lajas Inversora S.A. (4) (Brasil).....	100,00	-	-	-	-
Cachoeira Dourada S.A. (4), (5) (Brasil)	99,61	-	-	-	-
Capital de Energía S.A. (6) (Colombia).....	51,00	51,00	-	-	-
Emgesa S.A (7), (9) (Chile)	48,48	51,32	-	23,45	23,45
Edegel S.A. (10) (Perú).....	63,56	63,56	-	55,44	55,44
Generandes Perú S.A. (Perú).....	59,63	59,63	-	59,63	59,63
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (8) (Chile)	100,00	100,00	100,00	-	100,00
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (Chile)	100,00	100,00	99,94	0,06	100,00
Inversiones Endesa Norte S.A. (Chile)	100,00	100,00	99,99	0,01	100,00
Ingendesa Do Brasil Limitada (Brasil)	100,00	100,00	-	100,00	100,00
Endesa Eco S.A. (Chile) (11)	-	100,00	99,99	0,01	100,00

(1) Véase la Nota 10 (c) (ii.).

(2) Véase la Nota 10 (d) (ii.).

(3) Véase la Nota 10 (d) (iv.), Note 10 (e) (iv.).

(4) Véase la Nota 10 (e) (i.).

(5) A partir del 1 de octubre de 2005, ya no se incluye la filial de la Compañía Cachoeira Dourada S.A. en los estados financieros consolidados de Endesa Chile debido al proceso de reestructuración de las operaciones brasileñas. Véase la Nota 10 (c) (i.).

(6) Véase la Nota 10 (e) (iv.).

(7) Endesa Chile ejerce control sobre esta empresa de conformidad con un acuerdo de accionistas.

(8) Véase la Nota 10 (d) (i.), Note 10 (c) (iii.).

(9) Véase la Nota 10 (e) (iv.).

(10) Véase la Nota 10 (d) (iii.).

(11) Véase la Nota 10 (b) (i.).

La participación de los derechos de votos es igual a la participación económica en todas las filiales con la excepción de aquellas que se detallan en la tabla a continuación. La participación económica de la Compañía en las filiales o compañías coligadas se calcula al multiplicar el porcentaje de la participación de la Compañía en una filial o compañía coligada de propiedad directa por el porcentaje de la participación de cualquier entidad que forma parte de la cadena de propiedad de dicha filial o compañía coligada. La participación económica constituye la participación de la Compañía en las utilidades o pérdidas de la filial, lo que no siempre es igual a la participación de votos.

	Porcentaje de la participación económica al 31 de diciembre de 31		
	2004	2005	2006
	%	%	%
Lajas Inversora S.A (1).....	92,88	-	-
Cachoeira Dourada S.A. (1).....	92,51	-	-
Emgesa S.A. (2).....	22,36	22,36	23,45
Edegel S.A. (3).....	37,90	37,90	33,06
Capital de Energía S.A. (4).....	43,68	43,68	-
El Chocón S.A.	47,45	47,45	47,45

(1) Véase la Nota 10 (e) (i).

(2) Véase la Nota 10 (e) (iv.).

(3) Véase la Nota 10 (d) (iii.).

(4) Véase la Nota 10 (e) (iv.)

CERTIFICACIÓN 302

Yo, Rafael Mateo A., certifico que:

1. He estudiado el presente informe anual del Formulario 20-F de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”);

2. A mi saber, el presente informe no contiene ninguna declaración falsa en relación a los hechos sustanciales ni omite ningún hecho sustancial, cuya inclusión sería necesaria para declarar lo declarado, dadas las circunstancias en las se hicieron dichas declaraciones, sin engañar con respecto al período abordado en el presente informe;

3. A mi saber, los estados financieros y otros datos financieros incluidos en el presente informe constituyen una presentación imparcial en todo sentido sustancial de la condición financiera, los resultados operacionales y los flujos de caja de la Compañía al y para los períodos presentados en el presente informe

4. El otro gerente de la Compañía que certifique y yo somos las partes responsables de formular y aplicar los controles y procedimientos de publicación de datos (según lo definido en las Reglas de la Ley de la Bolsa de Valores 13a-15(e) y 15d-15(e)) y los controles internos sobre la presentación de informes financieros (según lo definido en las Reglas de la Ley de la Bolsa 13a-15(f) y 15d-15(f)) para la Compañía y hemos:

(a) Formulado dichos controles y procedimientos de publicación de datos, o hecho que se formularan dichos controles y procedimientos de publicación de datos bajo nuestra supervisión, para asegurar que la información sustancial asociada a la Compañía, incluyendo sus filiales consolidadas, se haga de nuestro conocimiento por parte de otros dentro de aquellas entidades, en particular durante el período en el que se prepara el presente informe;

(b) Formulado dichos controles internos sobre la presentación de informes financieros o ha hecho que tales controles internos sobre la presentación de informes financieros se formularan bajo nuestra supervisión, para dar una garantía razonable en relación a la confiabilidad de la presentación de los informes financieros para efectos externos conforme con los principios contables generalmente aceptados.

(c) Evaluado la efectividad de los controles y procedimientos de publicación de datos de la Compañía y en el presente informe hemos presentado nuestras conclusiones respecto de la efectividad de los controles y procedimientos de publicación de datos, al cierre del período abordado en el presente informe fundado en dicha evaluación; y

(d) Publicado en el presente informe cualquier cambio en los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros que ocurrió durante el período abordado en el presente informe anual que haya afectado de manera importante o que tenga una probabilidad razonable de afectar sustancialmente los controles internos de la Compañía que rigen la presentación de los informes financieros; y

5. Conforme con nuestra más reciente evaluación de los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros, el otro gerente de la Compañía que certifique y yo hemos informado a los auditores de la compañía y al comité de auditoría del directorio de la compañía (o a las personas que realicen las funciones equivalentes) sobre:

(a) toda deficiencia significativa y toda debilidad sustancial en el diseño u operación de los controles internos de la presentación de los informes financieros que tenga una probabilidad razonable de tener un efecto negativo en la capacidad de la Compañía de registrar, procesar, resumir e publicar los datos financieros;

(b) cualquier fraude, que sea sustancial o no, en que sea participe la administración u otro empleado que desempeñe un papel importante asociado a los controles internos de la compañía de la presentación de los informes financieros.

Fecha: 14 de mayo de 2006

/s/ Rafael Mateo A.

Rafael Mateo A.

Gerente General

CERTIFICACIÓN 302

Yo, Manuel Irrázaval A., certifico que:

1. He estudiado el presente informe anual del Formulario 20-F de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”);

2. A mi saber, el presente informe no contiene ninguna declaración falsa en relación a los hechos sustanciales ni omite ningún hecho sustancial, cuya inclusión sería necesaria para declarar lo declarado, dadas las circunstancias en las se hicieron dichas declaraciones, sin engañar con respecto al período abordado en el presente informe;

3. A mi saber, los estados financieros y otros datos financieros incluidos en el presente informe constituyen una presentación imparcial en todo sentido sustancial de la condición financiera, los resultados operacionales y los flujos de caja de la Compañía al y para los períodos presentados en el presente informe

4. El otro gerente de la Compañía que certifique y yo somos las partes responsables de formular y aplicar los controles y procedimientos de publicación de datos (según lo definido en las Reglas de la Ley de la Bolsa de Valores 13a-15(e) y 15d-15(e)) y los controles internos sobre la presentación de informes financieros (según lo definido en las Reglas de la Ley de la Bolsa 13a-15(f) y 15d-15(f)) para la Compañía y hemos:

(a) Formulado dichos controles y procedimientos de publicación de datos, o hecho que se formularan dichos controles y procedimientos de publicación de datos bajo nuestra supervisión, para asegurar que la información sustancial asociada a la Compañía, incluyendo sus filiales consolidadas, se haga de nuestro conocimiento por parte de otros dentro de aquellas entidades, en particular durante el período en el que se prepara el presente informe;

(b) Formulado dichos controles internos sobre la presentación de informes financieros o ha hecho que tales controles internos sobre la presentación de informes financieros se formularan bajo nuestra supervisión, para dar una garantía razonable en relación a la confiabilidad de la presentación de los informes financieros para efectos externos conforme con los principios contables generalmente aceptados.

(c) Evaluado la efectividad de los controles y procedimientos de publicación de datos de la Compañía y en el presente informe hemos presentado nuestras conclusiones respecto de la efectividad de los controles y procedimientos de publicación de datos, al cierre del período abordado en el presente informe fundado en dicha evaluación; y

(d) Publicado en el presente informe cualquier cambio en los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros que ocurrió durante el período abordado en el presente informe anual que haya afectado de manera importante o que tenga una probabilidad razonable de afectar sustancialmente los controles internos de la Compañía que rigen la presentación de los informes financieros; y

5. Conforme con nuestra más reciente evaluación de los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros, el otro gerente de la Compañía que certifique y yo hemos informado a los auditores de la compañía y al comité de auditoría del directorio de la compañía (o a las personas que realicen las funciones equivalentes) sobre:

(a) toda deficiencia significativa y toda debilidad sustancial en el diseño u operación de los controles internos de la presentación de los informes financieros que tenga una probabilidad razonable de tener un efecto negativo en la capacidad de la Compañía de registrar, procesar, resumir e publicar los datos financieros;

(b) cualquier fraude, que sea sustancial o no, en que sea participe la administración u otro empleado que desempeñe un papel importante asociado a los controles internos de la compañía de la presentación de los informes financieros.

Fecha: 14 de mayo de 2006

/s/ Manuel Irrázaval A

Manuel Irrázaval A.

Gerente de Administración y Finanzas

CERTIFICACIÓN 906

Se entrega la presente certificación en conexión al informe anual del Formulario 20-F para el ejercicio que termina el 31 de diciembre de 2005 (el “Informe”) para los efectos de cumplir con lo establecido en la Regla 13a-14(b) o Norma 15d-14(b) de la Ley de Valores de 1934 (la “Ley de la Bolsa de Valores”) y la Sección 1350 del Capítulo 63 del Título 18 del Código de los Estados Unidos.

Rafael Mateo A., el gerente general, y Manuel Irrázaval A., el gerente de administración y finanzas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”), certifica cada uno que, a su mejor saber:

1. el Informe cumple completamente con los requisitos de la Sección 13(a) o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores; y
2. la información contenida en el Informe constituye una presentación imparcial, en todo sentido sustancial, de la condición financiera y de los resultados operacionales de Endesa Chile.

Fecha: 16 de marzo de 2006

/f/ Rafael Mateo A.

Rafael Mateo A.
Gerente General

/f/ Manuel Irrázaval A.

Manuel Irrázaval A.
Gerente de Administración y Finanzas