

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Washington, D.C. 20549

FORMULARIO 20-F/A

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 (“*THE SECURITIES EXCHANGE ACT*”) DE 1934

O

EL INFORME ANUAL DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA *SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934* (“LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934”)

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre del 2003

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 _____

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. 56-2-6309000

(Dirección de la casa matriz)

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

<u>Denominación de cada clase</u>	<u>Nombre de cada bolsa en que están registradas</u>
<i>American Depositary Shares</i> Acciones	<i>New York Stock Exchange</i> (Bolsa de Nueva York) <i>New York Stock Exchange*</i> (Bolsa de Nueva York)

* Los valores están registrados sólo con relación al registro de las *American Depositary Shares* y no para fines de cotizaciones, de conformidad a lo dispuesto por *The Securities and Exchange Commission* (“SEC”).

Valores registrados o a registrarse según lo dispuesto en la Sección 12(g) de la Ley: No se trata de Valores para los cuales existe la obligación de informar según lo dispuesto en la Sección 15(d) de la Ley:

US\$ 150.000.000	7,200%	Documentos con vencimiento el año 2006
US\$ 230.000.000	7,875%	Documentos con vencimiento el año 2027
US\$ 220.000.000	7,325%	Documentos con vencimiento el año 2037
US\$ 200.000.000	8,125%	Documentos con vencimiento el año 2097
US\$ 400.000.000	7,750%	Documentos con vencimiento el año 2008
US\$ 400.000.000	8,500%	Documentos con vencimiento el año 2009
US\$ 400.000.000	8,350%	Documentos con vencimiento el año 2013
US\$ 400.000.000	8,625%	Documentos con vencimiento el año 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 cubierto en el informe anual: Acciones ordinarias: 8.201.754.580.

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 entregar 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 el ítem que indique las declaraciones financieras por las cuales la entidad registrada ha optado:

ÍTEM 17

ÍTEM 18

NOTA EXPLICATIVA

El propósito de esta modificación al Informe Anual del Formulario 20-F para el año terminado al 31 de diciembre del 2003 presentado por la EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. (“Endesa-Chile”) el 30 de junio del 2004 (el “Formulario 20-F 2003”) es:

- actualizar la conversión fácil al dólar US de nuestros datos financieros consolidados seleccionados al tipo de cambio observado del dólar US/peso chileno al 26 de julio del 2004;
- incorporar una declaración asociada a nuestro experto financiero del comité de auditores;
- corregir ciertos datos resumidos en el GAAP US según se establecen en el Ítem 5;
- agregar una partida a la tabla de obligaciones contractuales para describir nuestras responsabilidades con respecto a los beneficios de pensiones y jubilaciones; y
- especificar que el informe de auditoría presentada por Deloitte & Touche Sociedad de Auditores Consultores Limitada para los estados financieros consolidados de Endesa-Chile al 31 de diciembre del 2003 y para el año terminado en esa misma fecha tiene fecha del 1 de mayo del 2004 con respecto a la Nota 2 (r) del mismo.

Con excepción de las modificaciones arriba señaladas, no se ha realizado ningún otro cambio al Formulario 20-F 2003.

Salvo lo que se establece expresamente arriba, el presente Formulario 20-F/A no modifica, actualiza, ni repite la información contenida en ninguno de los Ítemes del Formulario 20-F 2003 ni pretende hacerlo ni refleja ningún evento ocurrido posteriormente a la fecha en que se presentó el Formulario 20-F 2003.

ÍNDICE

	<u>Página</u>
Introducción.....	3
Información financiera	3
Términos técnicos	4
Cálculo de la participación económica	4
Declaraciones de proyecciones con respecto al futuro (" <i>Forward-Looking</i> ").....	4
PARTE I	
Ítem 1. Identidad de los directores, la gerencia general y los asesores	5
Ítem 2. Estadísticas de oferta y calendario anticipado	5
Ítem 3. Información esencial.....	6
Ítem 4. Información de la compañía.....	22
Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos.....	¡Error! Marcador no definido.
Ítem 6. Directores, gerencia general y empleados.....	103
Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas.....	109
Ítem 8. Información financiera.....	111
Ítem 9. La oferta y cotización.....	119
Ítem 10. Información adicional	121
Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado	136
Ítem 12. Descripción de valores que no sean acciones ordinarias.....	142
PARTE II	
Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades.....	142
Ítem 14. Modificaciones sustanciales a los derechos de los titulares de valores y el uso de las ganancias.....	142
Ítem 15. Controles y procedimientos	142
Ítem 16. Reservado	143
Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría.....	143
Ítem 16B. Código de ética	143
Ítem 16C. Honorarios y servicios de los contadores principales	143
Ítem 16D. Exoneraciones de los requisitos de inscripción de los Comités de Auditoría	144
Ítem 16E. Compras de acciones ordinarias por parte del emisor y personas relacionadas	144
PARTE III	
Ítem 17. Estados financieros.....	144
Ítem 18. Estados financieros	145
Ítem 19. Anexos.....	146

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 indicare 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 del 2003.

Información financiera

Toda referencia a “dólares”, “dólares US”, “\$” o a “US\$” 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 chileno, 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 especificare 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 del 2003, 1 UF era equivalente a Ch\$ 16.920,00 y su equivalente en dólares US era US\$28,49 al 31 de diciembre del 2003, utilizando el tipo de cambio observado informado por el Banco Central de Chile para el 31 de diciembre del 2003 de Ch\$593,80 por US\$1,00. Al 26 de julio del 2004, 1 UF fue equivalente a Ch\$17.077,78. Lo equivalente de 1 UF en dólares US fue US\$27,02 para el 26 de julio del 2004, empleando el tipo de cambio observado según informó el Banco Central para el 26 de julio del 2004 de Ch\$639,07 por US\$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 indicare lo contrario, otra información financiera relacionada con la Compañía contenida en el presente documento, se presentan en pesos chilenos constantes de conformidad a las normas contables generalmente aceptadas en Chile (“GAAP chileno”) y a los reglamentos de la Superintendencia de Valores y Seguros (“SVS”). Los datos expresados en pesos chilenos 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 del 2003, se expresan en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2003. Véase la Nota 2(b) 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 2003 es la diferencia porcentual entre el IPC chileno del mes de noviembre del 2002 y el IPC chileno del mes de noviembre del 2003 que fue el 1%. Según se aplica a la Compañía, el GAAP chileno conlleva algunas diferencias significativas con respecto a los principios contables generalmente aceptados en los Estados Unidos (“GAAP US”). Véase la Nota 34 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 el GAAP chileno y el GAAP US, de como se relacionan con la Compañía y una reconciliación con el GAAP US de la utilidad neta y de patrimonio para los períodos indicados y a las fechas indicadas. Es posible que ciertos montos no cuadren dado el redondeo.

En virtud del GAAP chileno, consolidamos los resultados de operaciones de una empresa definida como “filial” en la Ley N° 18.046. Con el fin de consolidar una empresa, en general, debemos cumplir con uno de los dos criterios:

- Controlar, directa o indirectamente, más del 50% de las acciones con derecho a 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 a voto de dicha empresa.

Endesa-Chile consolida todas sus filiales operacionales chilenas. En Argentina, Endesa-Chile consolida la empresa hidroeléctrica Hidroeléctrica El Chocón S.A. (“El Chocón”) y la empresa termoeléctrica Central Costanera S.A. (“Costanera”). En Colombia, Endesa-Chile consolida las empresas generadoras Hidroeléctrica Betania S.A. (“Betania”) y Emgesa S.A. E.S.P. (“Emgesa”). Endesa-Chile también consolida la empresa hidroeléctrica Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. (“Cachoeira Dourada”) en Brasil y la empresa generadora Edegel S.A.

("Edegel") en Perú. Debido a los ajustes de consolidación, los datos financieros que presentamos con relación a nuestras filiales consolidadas pueden ser sustancialmente distintos a aquellos presentados por nuestras filiales consolidadas en forma individual.

Para la comodidad del lector, el presente informe anual contiene la conversión al dólar US de ciertos montos expresados en pesos, a tipos de cambio específicos. A no ser que se indicare lo contrario, el equivalente del dólar US, para la información presentada en pesos chilenos, se basa en el tipo de cambio observado, según se define en el "Ítem 3. Información esencial—Datos financieros seleccionados—Tipos de cambio". La Reserva Federal de Nueva York no publica un tipo de cambio del medio día para el peso chileno. No se hace ninguna representación indicando que los montos expresados en pesos chilenos o en dólares US en el presente informe anual pudiesen haberse convertido o podrían convertirse a dólares US o pesos chilenos, según sea el caso, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Véase "Ítem 3. Información Esencial—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 indicare 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 productores. Las estadísticas relacionadas con nuestra producción no incluyen la electricidad que nosotros consumimos.

Las pérdidas técnicas se calculan al:

- Restar el número de GWh de la energía vendida del número de energía comprada y generada 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%.

A la fecha del presente informe anual, Enersis S.A. ("Enersis"), un holding que participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, era el propietario en usufructo, directo o indirecto, del 60% del capital social en circulación de Endesa-Chile.

Declaraciones de proyecciones con respecto al futuro

El presente informe anual contiene declaraciones que constituyen o que pueden constituir declaraciones respecto a lo que se prevé en 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 inversiones de capitales;
- nuestro plan de fortalecimiento financiero y económico;

- las tendencias que afectan nuestra condición financiera o los resultados de operaciones;
- 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 reales pueden diferir significativamente con respecto a aquellos expresados o implicados en dichas declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro. Los factores que pueden ocasionar diferencias significativas con respecto a los resultados reales son los que se indican a continuación, entre otros:

- los cambios al entorno reglamentario dentro de uno o más de uno de los países en los cuales operamos;
- los cambios al marco regulatorio medioambiental en uno de más de uno de los países en los cuales operamos;
- nuestra capacidad de implementar las inversiones propuestas que incluye nuestra capacidad de asegurar el financiamiento cuando se requiera;
- 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 una gran parte de nuestra actividad comercial; y
- los factores mencionados posteriormente en la sección los “Factores de Riesgo.”

No se debe confiar completamente 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 de proyecciones con respecto al futuro escrita u oral que pudiéremos publicar en el futuro. No asumimos ninguna obligación de divulgar públicamente las modificaciones que pudiesen aplicarse a las declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro contenidas 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 respecto a lo que se prevé en el futuro, solicitamos la protección de puerto seguro para las declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro contenida en 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 anticipado

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 incluidos en el presente informe anual. Los estados financieros consolidados auditados son preparados de conformidad al GAAP chileno y a los reglamentos de la SVS, los cuales, en su forma conjunta, difieren significativamente en algunos aspectos del GAAP US. La Nota 34 a los estados financieros consolidados auditados presenta una descripción de las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP US además de una reconciliación con el GAAP US de la utilidad neta y el 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 del 2003 en la tabla que aparece a continuación, se han recalculado en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2003.

Todas las cifras, salvo las proporciones y los datos operacionales, se expresan en millones. Para la comodidad del lector, el presente informe anual incluye la conversión al dólar US de algunos montos expresados en pesos chilenos a tipos de cambio específicos. A no ser que se indicare lo contrario, la equivalencia en dólares US para información expresada en pesos chilenos se basa en el tipo de cambio observado, el cual, según informó el Banco Central, se situó en Ch\$639,07 por US\$1,00 el 26 de julio del 2004. Del mismo modo, todas las cifras presentadas en dólares US, al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre del 2003, se convierten al tipo de cambio observado de Ch\$639,07 por US\$1,00. La Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio de compra del medio día para el peso chileno. No se hace ninguna petición indicando que los montos expresados en pesos chilenos o en dólares US en el presente informe anual pudiesen haberse convertido o podrían convertirse en dólares US o en pesos chilenos, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Para obtener mayor información sobre los tipos de cambio históricos, véase “—Tipos de cambio.”

El 23 de junio del 2003 se vendió Infraestructura Dos Mil S.A. o Infraestructura Dos Mil. A partir del 1 de enero del 2003, de conformidad al GAAP chileno, ya no consolidamos la empresa Infraestructura Dos Mil y como producto de dicha acción no se reflejará esta empresa en nuestros estados financieros a partir del ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2003 y para dicho año. Consolidamos las otras principales filiales operacionales de nuestra propiedad antes de 1998. La consolidación de todas las compañías se ha hecho de conformidad al GAAP chileno.

La información descrita en la tabla a continuación incluye los cambios realizados a ciertas políticas contables para el cierre de los cinco años y al 31 de diciembre del 2003, los cuales impactan en la comparabilidad que a continuación se presenta. El 1 de enero del 2000, la Compañía adoptó nuevas políticas contables aplicables a la contabilidad de los impuestos diferidos de acuerdo a un nuevo sistema contable en Chile. Véase “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos—Políticas contables críticas—Utilidad e impuestos diferidos.”

Al cierre o para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de

	1999	2000	2001	2002	2003	2003
(Corregido para cambios en la corrección monetaria y expresado en millones de pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2003, salvo las proporciones y los datos operacionales.)						
						(millones de US\$)(1)
DATOS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO						
GAAP Chileno:						
Ingresos de explotación.....	966.892	947.027	1.055.733	947.480	920.281	1.440
Costo de explotación.....	(729.036)	(643.669)	(669.234)	(561.142)	(550.447)	(861)
Gastos de administración y ventas.....	(50.058)	(33.759)	(35.043)	(36.652)	(31.324)	(49)
Resultado de explotación.....	187.798	269.599	351.456	349.686	338.510	530
Utilidad (pérdida) inversiones empresas relacionadas neta.....	1.792	685	(10.046)	8.656	17.370	27
Amortización menor valor de las inversiones.....	(7.078)	(7.317)	(8.352)	(109.648)	(1.543)	(2)
Ingreso (gasto) financiero neto.....	(196.073)	(239.859)	(218.899)	(204.929)	(188.874)	(296)
Corrección monetaria (2) y conversión de monedas extranjeras netas.....	(93.296)	(3.767)	(10.269)	3.591	9.531	15
Otros ingresos (gastos) fuera de explotación netos.....	(59.477)	213.822	(2.711)	(14.230)	(15.489)	(24)
Resultado antes de impuesto sobre la renta, interés minoritario y amortización mayor valor de las inversiones.....	(166.334)	233.163	101.179	33.126	159.505	250
Impuesto sobre la renta.....	(34.377)	(89.369)	(40.311)	(71.335)	(27.378)	(43)
Pérdida extraordinaria.....	—	—	—	(11.039)	—	—
Interés minoritario.....	(35.254)	(69.267)	(34.356)	(46.943)	(69.586)	(109)
Amortización mayor valor de las inversiones.....	37.500	41.548	46.370	86.779	15.590	24
Utilidad neta (pérdida).....	(198.465)	116.075	72.882	(9.412)	78.131	122
Utilidad neta (pérdida) por acción (2).....	(24.20)	14.15	8.89	(1.15)	9.53	N.A.
Utilidad neta (pérdida) por ADS (2).....	(725.91)	424.56	266.58	(34.43)	285.78	N.A.
GAAP US (6):						
Ingresos de explotación.....	966.892	947.027	1.035.434	927.456	920.797	1.441
Resultado de explotación.....	196.934	331.582	357.112	191.564	156.469	245
Utilidad inversiones empresas relacionadas.....	(3.702)	831	(15.742)	29.726	45.193	71
Impuestos a la renta.....	(17.335)	(111.635)	(56.591)	(85.456)	24.468	38
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas.....	(222.274)	97.825	(1.885)	(75.898)	72.741	114
Efecto acumulado de cambios en los principios contables después de impuestos e interés minoritario.....	—	—	32.654	—	(121)	N.A.
Utilidad (pérdida) de operaciones discontinuas después de impuestos e interés minoritario.....	1.871	437	479	278	115	N.A.
Utilidad neta (pérdida).....	(220.403)	98.262	31.248	(75.620)	72.735	114
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por acción (2).....	(27,10)	11,93	3,75	(9,25)	8,85	N.A.
Utilidad neta (pérdida) de operaciones discontinuas por acción (2).....	0,23	0,05	0,06	0,03	0,01	N.A.
Utilidad neta (pérdida) por acción (2).....	(26,87)	11,98	3,81	(9,22)	8,87	N.A.
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por ADS (2).....	(813,00)	357,90	112,54	(277,61)	265,62	N.A.
Utilidad neta (pérdida) de operaciones discontinuas por ADS (2).....	6,90	1,50	1,75	1,02	0,42	N.A.
Utilidad neta (pérdida) por ADS (2) (4).....	(806,10)	359,40	114,29	(276,59)	266,04	N.A.
DATOS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO						
GAAP Chileno						
Activos totales.....	6.461.820	6.076.734	6.425.187	6.589.443	5.465.336	8.552
Deuda de largo plazo.....	3.193.168	2.785.145	2.831.129	2.485.742	2.289.635	3.583
Interés minoritario.....	1.358.145	1.319.399	1.446.906	1.513.213	1.217.743	1.905
Patrimonio total.....	1.273.892	1.390.666	1.461.014	1.444.941	1.492.669	2.336
Capital social.....	1.050.194	1.050.194	1.050.194	1.050.194	1.050.194	1.643

	Al cierre o para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	1999	2000	2001	2002	2003	2003
	(Corregido para cambios en la corrección monetaria y expresado en millones de pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2003, salvo las proporciones y los datos operacionales.)					
						(millones de US\$)(1)
GAAP US:						
Activos totales.....	6.421.796	6.014.477	5.992.126	6.320.553	5.154.756	8.066
Deuda a largo plazo.....	3.390.634	3.001.340	2.684.860	2.698.709	2.364.907	3.701
Interés minoritario.....	1.343.488	1.285.868	1.475.968	1.540.164	1.178.188	1.844
Patrimonio total.....	1.036.401	1.117.743	1.137.557	1.064.738	1.123.405	1.758
Capital social.....	1.050.194	1.050.194	1.050.194	1.050.194	1.050.194	1.643
OTROS DATOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS						
GAAP Chileno:						
Inversiones de capital (5).....	150.092	90.560	53.502	136.207	131.140	205
Depreciación y amortización.....	186.902	171.249	154.331	223.926	167.081	261
Otros datos financieros						
Dividendos acumulados por acción (3).....	—	1,02	0,99	—	—	—
Dividendos acumulados por ADS en US\$ (2)(3)(4).....	—	0,04	0,04	—	—	—
Promedio ponderado acciones en circulación (millones).....	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	—
Número de ADS (millones).....	33	26	28	16	14	—

- (1) Sólo para facilitar la lectura del documento, las cantidades en pesos chilenos han sido llevadas a dólar al tipo de cambio de Ch\$639,07 por dólar US, el tipo de cambio observado al 26 de julio del 2004. 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 chilenos en términos del actual dólar US ni que se podría convertir los montos expresados en pesos chilenos al dólar US al tipo de cambio indicado o a ningún otro tipo de cambio.
- (2) Las cantidades por ADS en millones de pesos chilenos constantes se determinan al multiplicar las cantidades por acción por 30 (1 ADS = 30 acciones). Las cantidades por acción en millones de dólares US 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.
- (4) Las cantidades en dólares US se calculan al aplicar el tipo de cambio de dólar US 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 reconciliación del GAAP chileno con el GAAP US, véase la Nota 34 a los estados financieros consolidados las “Diferencias entre los principios contables generalmente aceptados en Chile y en los Estados Unidos.”

Tipos de cambio

Las fluctuaciones cambiarias entre el peso chileno y el dólar US afectarán la equivalencia en dólares US del precio de las acciones ordinarias en pesos chilenos 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”), y, en consecuencia, probablemente tendrán un impacto en el precio spot de los *American Depositary Shares* (“ADS”) de la Compañía. Dichas fluctuaciones afectarán también la conversión del peso chileno al dólar US 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.

La Ley Orgánica del Banco Central de Chile N° 18.840, promulgada en 1989, (“Ley del Banco Central”) liberalizó la capacidad de vender y comprar 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. La compraventa de divisas extranjeras que en general se puede 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 con 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 fija diario, tomando en consideración la inflación interna y externa además de las variaciones de paridad entre el peso chileno y cada una de estas monedas: el dólar US, el yen japonés y Euro, en una proporción de 80:5:15, respectivamente. Diariamente, 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 el día laboral 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 imponen 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 del 2003, el tipo de cambio informal fue Ch\$593,40, o el 0,07% mayor que el dólar observado publicado que fue Ch\$593,80 por US\$1,00. El día 31 de marzo del 2004, el tipo de cambio informal fue Ch\$611,00 o el 0,88% menor que el tipo de cambio observado publicado que fue Ch\$616,41 por US\$1,00, que correspondía a esa misma fecha.

En la tabla que aparece a continuación se presentan algunos datos presentados 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 chilenos o en dólares US en el presente Formulario 20-F pudiesen haberse convertido o podrían convertirse en dólares US o pesos chilenos, 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 chileno.

Año	Tipo de cambio observado (1) (Ch\$ por US\$)			Cierre del período
	Bajo(2)	Alto(2)	Promedio(3)	
1999	468,69	550,93	512,85	530,07
2000	501,04	580,37	542,08	573,65
2001	557,13	716,62	637,57	654,79
2002	641,75	756,56	692,32	718,61
2003	593,10	758,21	691,53	593,80
Últimos seis meses				
2004				
Enero	559,21	596,78	573,64	691,42
Febrero	571,35	598,60	584,31	592,87
Marzo	588,04	623,21	603,91	616,41
Abril	596,61	624,84	608,55	624,98
Mayo	622,25	644,42	636,00	638,59
Junio	634,25	649,45	643,50	636,30
Julio (hasta el 26 de julio del 2004).....	622,32	639,07	630,90	639,07

Fuente: Banco Central de Chile.

- (1) Refleja el peso chileno a valores históricos en lugar de pesos chilenos constantes.
- (2) Los tipos de cambio constituyen los valores altos y bajos diarios efectivos para cada período.
- (3) El promedio de los tipos de cambio en el último día de cada mes durante el período.

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

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 66% de nuestra capacidad de generación consolidada en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú es hidroeléctrica y por tanto dependemos de las condiciones hidrológicas que prevalecen en el tiempo en las zonas geográficas en las cuales operamos. En particular, nos exponemos a los riesgos que se detallan a continuación.

Durante los períodos de sequía, la electricidad proveniente de las generadoras térmicas se despacha con mayor frecuencia, incluyendo la electricidad que proviene de aquellas generadoras que operan a gas natural y carbón. Durante dichos períodos, estamos obligados a comprar electricidad de los productores térmicos en la medida que nuestra propia producción no sea suficiente para cumplir con las obligaciones contractuales. El costo de estas compras en el mercado spot puede superar el precio contractual al que Endesa-Chile vende la electricidad, ocasionando una pérdida.

Con el propósito de disminuir en parte los efectos de una sequía futura prolongada, a partir del año 2000 nuestra empresa, incluyendo las filiales de generación, realizó modificaciones en su política comercial al disminuir sus niveles de ventas de energía contractuales con el fin de calzar mejor la cantidad de energía firme asociada a su capacidad instalada, dándole prioridad a sus clientes que pagan un mayor precio y a empresas industriales que demandan mayores volúmenes de energía y limitando así las ventas contractuales a los clientes regulados, incluyendo las distribuidoras. No se sabe si esta nueva política vaya a proteger a Endesa-Chile y sus operaciones de las consecuencias negativas de un período de sequía prolongada.

Las autoridades regulatorias chilenas nos pueden imponer multas a nosotros y a nuestras filiales de generación chilenas producto de fallas operacionales en el sistema de generación de electricidad.

En virtud de la actual legislación chilena, se les puede exigir a la compañía y a sus filiales de generación el pago de los siguientes gastos o multas que las autoridades regulatorias chilenas imponen durante períodos de fallas en el sistema de generación de electricidad.

Puede que nuestra compañía y sus filiales de generación chilenas estén sujetas a multas regulatorias que fluctúan entre 1 Unidad Tributaria Mensual (“UTM”) o aproximadamente US\$50 y 10.000 Unidades Tributarias Anuales (“UTA”), o aproximadamente US\$6 millones. Cualquier compañía eléctrica bajo la supervisión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, o la SEC chilena, puede estar sujeta al pago de costos mayores cuando el suministro normal de energía en el sistema se ve afectado por fallas operacionales, incluyendo la incapacidad de reaccionar adecuadamente a fallas en el sistema, que a juicio de la SEC chilena, se deban a una negligencia o falla por parte de la Compañía.

El 14 de agosto del 2003, la SEC chilena impuso una multa a nuestra compañía y a nuestras filiales de generación por un monto acumulado de aproximadamente US\$2,3 millones, producto de una falla en la transmisión de energía a los usuarios finales de electricidad en la Región Metropolitana de Chile el 23 de septiembre del 2002. En la actualidad, nuestras filiales están en el proceso de apelar la aplicación de dichas multas. Además, el 27 de abril y el 3 de mayo del 2004, la SEC chilena les impuso tanto a Endesa-Chile como a Chilectra una multa por un monto acumulado de aproximadamente \$2 millones debido a un apagón que se produjo en la Región Metropolitana el día 13 de enero del 2003. Endesa-Chile y Chilectra están en el proceso de apelar la aplicación de dichas multas, pero no se puede garantizar el éxito de dichos procesos de apelación.

Bajo los reglamentos eléctricos chilenos se puede imponer costos de explotación adicionales y se puede ocasionar una disminución en nuestros ingresos.

El racionamiento eléctrico: En el caso de que nosotros y nuestras filiales de generación no pudiéramos cumplir con nuestros contratos durante períodos de racionamiento eléctrico, posiblemente tendríamos que asumir mayores costos de explotación. El gobierno chileno puede aplicar un racionamiento eléctrico, limitando así la cantidad de electricidad que podemos generar bajo condiciones de sequía o durante fallas prolongadas en las centrales termoeléctricas del país. Si, producto del racionamiento, no podemos generar la electricidad suficiente para cumplir con nuestros contratos, posiblemente nos veríamos obligados a comprar electricidad en el mercado spot al precio spot. 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 las necesidades de todos nuestros contratos tendríamos que compensar a nuestros clientes regulados por la cantidad de electricidad contratada que no pudimos suministrar al “costo de falla”.

En el caso de que cualquiera de las autoridades regulatorias de Chile impusiera una política de racionamiento, nuestra condición comercial y financiera y el resultado de operaciones podrían verse afectados negativamente de manera sustancial. Los períodos de racionamiento pueden suceder en el futuro y, producto de eso, tanto nosotros como nuestras filiales de generación podemos estar obligados a aumentar los costos de explotación tal como se describe arriba si dichas filiales no entregan un servicio adecuado en dichas condiciones.

Resolución 88: En mayo del 2001, el Ministerio de Economía de Chile emitió la Resolución 88, en virtud de la cual se requiere que las generadoras eléctricas suministren energía a las distribuidoras en el Sistema Interconectado Central, o el SIC, si las distribuidoras no son capaces de contratar libremente un suministro de energía adecuado para entregar a sus clientes. Según se estipula en los términos de la Resolución 88, cada generadora debe suministrar energía a dichas distribuidoras de acuerdo a la participación de la generadora en la cantidad total de energía firme en el SIC a un precio igual que el precio nudo. Si nosotros mismos no pudiésemos producir la energía suficiente para satisfacer las necesidades de las distribuidoras, se nos exigiría comprar energía en el mercado spot donde los precios pueden ser significativamente mayores al precio nudo que ofrecemos a nuestras distribuidoras. Además, la exigencia de vender a las distribuidoras puede limitar nuestra capacidad de expandir nuestras ventas a los clientes no regulados. Consideramos que la Resolución 88 es anticonstitucional ya que representa una violación de nuestros derechos de propiedad. Consideramos además que dicha Resolución infringe sobre nuestra libertad de contratar energía y celebrar transacciones energéticas, por lo que hemos presentado una demanda de nulidad de derecho público con respecto a dicha Resolución. Sin embargo, en el caso de no acogerse nuestra demanda de nulidad de derecho público en el tribunal civil local, las exigencias de suministro establecidas en la Resolución 88 puedan seguir en vigencia, ocasionando un aumento de nuestros costos y un impacto adverso en nuestra rentabilidad futura.

Las propuestas bajo consideración en el Congreso Chileno con respecto a nuestros derechos de agua podrían tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad y nuestro negocio.

Aproximadamente el 72% de nuestra capacidad instalada en Chile es hidroeléctrica. Contamos con los derechos de propiedad otorgados por la Dirección de Aguas de Chile para la operación de nuestras centrales. Dichos derechos son derechos de propiedad absolutos e incondicionales y no están sujetos a ninguna disputa adicional. El Congreso Chileno ha entrado en una discusión sobre una propuesta para introducir modificaciones a la leyes que rigen los derechos de agua, en virtud de las cuales tendríamos que pagar un cargo por cada año que no utilizamos los derechos que son de nuestra propiedad. Dicho cargo se impondría independiente de la fecha en la que se otorgaron dichos derechos — sea antes o después de la promulgación de dicha propuesta. No podemos predecir si efectivamente se promulgarán dichas modificaciones a la legislación que rige los derechos de agua o en su caso qué tipo de modificaciones se aplicarían ni tampoco podemos garantizar que si dichas modificaciones fuesen promulgadas no tendrían un impacto adverso sustancial en nuestras operaciones y en la compañía.

Es posible que registremos mayores costos de generación y menores márgenes de explotación debido al déficit de gas natural en Argentina.

El reciente déficit de gas natural en Argentina podría tener un impacto negativo en algunas de nuestras centrales generadoras en Chile y en Argentina, en particular aquellas que utilizan el gas natural de Argentina.

En Argentina, producto de este déficit, el precio local del gas natural ha sufrido un aumento, lo que podría ocasionar una reducción en nuestros márgenes de explotación si no somos capaces de pasar dichos costos mayores a nuestros clientes.

Actualmente en Chile, Endesa-Chile y una compañía coligada dependen del gas natural para su generación termoeléctrica y son partes de contratos de compra mínima obligada con proveedores argentinos. El 26 de marzo del 2004, el estado argentino emitió una resolución que permite la suspensión parcial de las exportaciones de gas natural. Por otra parte, dicha resolución concede al Presidente de la República de Argentina la autoridad para suspender en forma temporal los contratos de suministro a largo plazo con los exportadores argentinos. En el caso de sufrir interrupciones continuas en el suministro del gas natural desde Argentina, posiblemente tendríamos que sustituir el gas natural por combustibles más costosos tales como el carbón y/o el diesel con el fin de mantener nuestro actual nivel de generación, lo que se traduciría en mayores costos de generación y menores márgenes de explotación.

Con el fin de cumplir con nuestras obligaciones de pago, dependemos en parte de los pagos que recibamos de nuestras filiales.

Para poder satisfacer nuestras obligaciones, dependemos de los dividendos, los pagos de créditos y otros pagos en efectivo que recibamos de nuestras filiales. Nuestra capacidad de pagar la deuda y el interés dependerá en parte de las distribuciones que recibamos de nuestras filiales. Cabe mencionar que nuestras filiales y compañías coligadas constituyen entidades legales separadas y distintas y no tienen ninguna obligación, condicional o de otra naturaleza, de pagar los montos pagaderos o de hacer disponible los fondos para pagar cualquier monto ni tampoco garantizan el pago del interés o del capital del endeudamiento de la compañía. Además, la capacidad de nuestras filiales de pagar los dividendos, realizar los pagos de créditos otorgados y entregar otras distribuciones a Endesa-Chile está sujeta a ciertos límites legales tales como las restricciones de dividendos y 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. 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 de los contratos de crédito.

Es posible que nuestros resultados futuros de las operaciones fuera de Chile estén sujetos a mayores riesgos económicos y políticos que los que se han visto en Chile, reduciendo así nuestra probabilidad de depender de los flujos de caja de las operaciones de aquellas entidades para el pago de las deudas.

Los límites de los dividendos y otras restricciones legales. Nosotros y nuestras filiales chilenas estamos sujetos a las habituales restricciones legales que limitan las distribuciones de dividendos a las utilidades netas. 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. Como producto de dichos deberes, cualquiera de nuestras filiales podría, en ciertas circunstancias, verse inhabilitada con respecto a la entrega de caja.

Los límites 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 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 la distribución de dividendos por Edegel en Perú y Betania en Colombia en el caso del incumplimiento con ciertos créditos;
- Las prohibiciones con respecto al pago de deudas entre empresas por parte de Betania en Colombia a no ser que Betania obtuviere fondos adicionales de la venta de activos o de reducciones de capital de sus filiales (Emgesa), y con respecto a los pagos de interés de deudas entre empresas por parte de Betania en el caso de

contar con un pago devengado pero no pagado de cualquier pago programado de un crédito sindicado de Betania;

- Las prohibiciones con respecto a las distribuciones de dividendos, las reducciones de capital, los pagos de interés entre empresas y el pago de deuda de Costanera en Argentina mientras cierta parte de su deuda siga pendiente.

No conocemos la existencia de ningún límite contractual con respecto a la capacidad de nuestras compañías asociadas de pagarnos los dividendos y otras distribuciones.

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 superasen su caja disponible, dichas filiales no podrán disponer de la caja para cumplir con sus obligaciones de caja ante nosotros. Esperamos que en el 2004 algunas de nuestras filiales no chilenas sufran un déficit en sus flujos de caja y por ende no contarán con los fondos disponibles para realizar las distribuciones que nos deben. Por ejemplo, los precios de energía más bajos en Brasil junto con los actuales reglamentos en Argentina han ocasionado violaciones de contratos por parte de las contrapartes de nuestras filiales y compañías asociadas, todo lo cual puede impactar el monto de los dividendos y distribuciones que recibimos de las inversiones en aquellos países. Nuestros futuros resultados operacionales fuera de Chile pueden seguir sujetos a mayores riesgos económicos y políticos que los experimentados en Chile, reduciendo así la probabilidad de poder depender del flujo de caja de las operaciones de dichas filiales.

En abril del 2003, la Companhia Eléctrica de Estado de Goiás S.A. (“CELG”), el único cliente de la filial brasileña Cachoeira Dourada de Endesa-Chile, recibió un dictamen preliminar y provisional que le permitió suspender sus pagos estipulados bajo un contrato de compra mínima obligada a largo plazo con Cachoeira Dourada. Al 31 de diciembre del 2003, la CELG debía a Cachoeira Dourada la suma de US\$10,9 millones en virtud del contrato. El 16 de junio del 2004, se revocó dicho fallo preliminar y provisional, obligándole a la CELG a pagar el 100% del contrato, incluyendo los pagos devengados para todo el año 2003. La CELG presentó una petición para la reconsideración de dicha decisión. Una decisión no favorable ocasionaría la recepción de pagos significativamente menores por parte de Cachoeira Dourada de su único cliente, lo que afectaría el monto de pagos por dividendos que Cachoeira Dourada podría entregar a Endesa-Chile.

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 puede estar sujeta 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.

Estamos sujetos a disposiciones contractuales bajo nuestro endeudamiento existente.

Una parte importante de nuestro endeudamiento financiero está sujeta a disposiciones de incumplimiento recíproco. El incumplimiento asociado a cualquiera de nuestros instrumentos de endeudamiento o de los de nuestras filiales más importantes con un monto activo igual o superior a los US\$30 millones después del vencimiento de los plazos de gracia efectivos (si los hubiera), podría ocasionar un incumplimiento recíproco en virtud de la mayor parte de nuestra deuda bancaria. Además, si nosotros o cualquiera de nuestras filiales no cumpliésemos con los pagos de cualquiera de nuestros instrumentos de deuda con un monto de principal acumulado superior a los US\$30 millones, se gatillaría un evento de incumplimiento de nuestros instrumentos registrados con la SEC (*Securities and Exchange Commission*.) Finalmente, cualquier evento de incumplimiento que suceda en virtud de dichos documentos gatillaría un incumplimiento recíproco bajo la mayor parte de nuestros contratos de crédito bancario existentes. En el caso de que cualquiera de nuestras disposiciones de incumplimiento recíproco se gatillase y que nuestros acreedores existentes exigiesen el pago inmediato, una parte importante de nuestra deuda devengaría y posiblemente no estaríamos en condiciones de pagar dicha deuda. Véase “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos— liquidez y recursos de capital.”

Puede que tanto nosotros como nuestras filiales estemos sujetos al riesgo de refinanciamiento.

Posiblemente no tengamos la capacidad de refinanciar nuestro endeudamiento o de obtener dicho financiamiento en conformidad a los términos que nos sean aceptables. Ante la ausencia de dicho financiamiento,

podríamos vernos obligados a disponer de 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. Véase “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos—Divulgaciones estadísticas de las obligaciones contractuales.”

Para obtener detalles con respecto a la situación de refinanciamiento en Argentina, véase “Factores de riesgo asociados a Argentina.”

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

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

Además, en el caso de nuestras filiales argentinas, los cambios regulatorios que se introdujeron en el año 2002 eliminaron completamente la indexación con el dólar, lo que junto con un aumento de aproximadamente el 240% del peso argentino frente al dólar estadounidense y la pesificación de nuestras tasas contractuales produjeron una reducción en la generación de efectivo neto. La volatilidad futura del tipo de cambio del peso chileno y de las demás monedas en las cuales recibimos nuestros ingresos e incurrimos en gastos con respecto al dólar US, 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. Divulgaciones cuantitativas y cualitativas sobre el riesgo de mercado—Riesgo cambiario.”

Al 31 de diciembre del 2003, el endeudamiento consolidado de Endesa-Chile alcanzó US\$4.187 millones, de los cuales US\$3.225 millones (77%) se denominaban en dólares US. Durante el período de doce meses que terminó el 31 de diciembre del 2003, nuestros ingresos alcanzaron US\$1.550 millones, de los cuales US\$422 millones (27%) se denominaban en dólares US y US\$598 millones (39%) se vinculaban con el dólar US de alguna manera. En total, el 66% de nuestros ingresos consolidados estaba en dólares US o estaba correlacionado con dicha moneda a través de alguna forma de indexación. Ahora bien, el equivalente a los US\$77 millones correspondía a ingresos en pesos, que representa el 5% de nuestros ingresos consolidados del 2003. Creemos que seguimos expuestos al riesgo debido a las fluctuaciones que experimenta el peso chileno con respecto al dólar US.

Además del dólar US y el peso chileno, a partir del 31 de diciembre del 2003, nuestro endeudamiento consolidado denominado en divisas extranjeras incluía el equivalente a US\$14 millones en reales brasileños, US\$282 millones en pesos colombianos, US\$106 millones en soles peruanos y US\$23 millones en pesos argentinos por un total de US\$425 millones en monedas que no sean el peso chileno ni el dólar US. Al mismo tiempo, los ingresos en estas otras divisas durante el período de doce meses que termina el 31 de diciembre del 2003 incluían el equivalente a los US\$52 millones en reales brasileños, US\$233 millones en pesos colombianos, US\$116 millones en pesos argentinos y US\$51 millones en soles peruanos por un total de US\$452 millones en dichas monedas. Pese a que tenemos tanto ingresos como deuda en dichas monedas, creemos que aún nos encontramos expuestos al riesgo en términos de nuestra exposición cambiaria ante estas cuatro monedas.

Puede que el impacto que tengan en el valor de nuestros activos los altos niveles de devaluación en los países en los cuales operamos fuera de Chile no se refleje en la condición financiera que informamos producto del tratamiento contable chileno.

La manera en que denominamos nuestras inversiones extranjeras de conformidad al GAAP chileno nos obliga a convertir al dólar US a tipos de cambio históricos los activos y pasivos no monetarios de nuestras filiales no chilenas y compañías asociadas. Debido a este tratamiento contable, es posible que no se incluya en el balance informado el efecto de una devaluación de nuestros activos no monetarios en los países en los cuales nuestras filiales e inversiones se ubican puesto que no se reflejan las devaluaciones de las monedas locales frente al dólar o al peso

chileno. Véase “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos—Políticas contables críticas—Boletín Técnico N° 64.”

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

Estamos sujetos 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 regulatorios. Tal y como es el caso de cualquier compañía regulada, no se puede asegurar que las autoridades del gobierno vayan a aprobar dichos estudios ambientales, ni que la oposición pública no vaya a ocasionar atrasos ni modificaciones en el proyecto propuesto, ni que las leyes ni reglamentos no vayan a sufrir modificaciones ni ser interpretados de tal forma que tengan un efecto adverso en nuestras operaciones o planes para las compañías en las cuales tenemos inversiones.

En la actualidad somos parte de una variedad de procesos de litigio que podrían concluir en decisiones desfavorables y/o multas financieras para nosotros y continuaremos sujetos a procesos de litigio futuros, cualquiera de los cuales podrían tener consecuencias adversas sustanciales para nuestro negocio.

Participamos en una variedad de procesos legales, algunos de los cuales llevan varios años inconclusos. No podemos asegurar que éstos vaya a resolverse 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 es a nuestro favor. Para obtener una lista de los procesos legales pendientes de los cuales somos parte, véase la sección titulada “Ítem 8. Información financiera—Estados consolidados y otra información financiera—Procesos legales.”

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

Endesa-España es el actual propietario del 60.6% del capital social de Enersis y Enersis cuenta con un interés accionario del 60% en Endesa-Chile, por lo que Endesa-España y Enersis tienen la autoridad de determinar el resultado de una gran parte de todos los temas a decidirse mediante el voto de nuestros accionistas, tales como la elección de nuestros directores y la distribución de los dividendos, lo que se encuentra sujeto a ciertas restricciones contractuales y legales. Adicionalmente, Endesa-España y Enersis pueden ejercer cierta influencia sobre nuestras operaciones y estrategias comerciales. Endesa-España realiza sus actividades empresariales en América Latina a través de Enersis y Endesa-Chile en el sector de la generación y a través de filiales que nosotros no consolidamos. En la medida en que surgiera cualquier conflicto entre nuestros intereses y los intereses de Endesa-España en sus otros negocios en cualquier otra jurisdicción en América Latina, es posible que Endesa-España tenga un conflicto de interés que podría tener un efecto adverso en nuestro negocio.

Algunos de nuestros directores son funcionarios ejecutivos de Endesa-España y funcionarios ejecutivos y directores de ciertas filiales de Endesa-España. Para obtener mayor información de estos directores, véase “Ítem 6. Directores, gerentes y empleados – Directores y gerentes.”

Vendemos electricidad a precios regulados a otras empresas controladas por Endesa-España y hemos celebrado contratos para otros servicios con otras empresas bajo el control común de Endesa-España o del “Grupo Endesa”. Creemos que los montos de dichos contratos no son sustanciales para Endesa-Chile ni para las demás compañías del Grupo Endesa.

Los valores de nuestros contratos de suministro de energía a largo plazo 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. Hemos celebrado una cantidad sustancial 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, somos la parte vendedora de una cantidad sustancial de 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 cierta materia prima tal como el gas natural, el petróleo, el carbón y otros productos relacionados con la energía, además del tipo de cambio del dólar US. 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 al GAAP chileno, no reflejamos en nuestro estado de resultados las fluctuaciones en el valor justo de nuestros contratos de energía a largo plazo, aunque sea un requisito de conformidad al GAAP US. De acuerdo a la política de la empresa, no celebramos contratos de suministro por cantidades de electricidad que superen nuestra capacidad firme bajo condiciones hidrológicas adversas. Para obtener mayor información del riesgo asociado al precio de productos básicos, véase “Ítem 11. Divulgaciones cuantitativas y cualitativas sobre el riesgo de mercado.”

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 resultado operacional dependen de las condiciones económicas existentes en Chile. La economía chilena creció en un 3,3% en el 2003 y en un 2,1% en el 2002. Hace poco que el Banco Central reclasificó sus criterios para las estimaciones de crecimiento, y las cifras para 2001, 2002 y 2003 y las que se presentan en nuestro Formulario 20-F del 2002 se diferencian de aquellas presentadas en versiones anteriores del Formulario 20-F. Las últimas proyecciones del Banco Central para el crecimiento del PIB varían entre el 4,0% y el 5,0% para el 2004 y mayor que el 4,0% para el 2005 (Informe Política Monetaria del Banco Central, mayo del 2004). No podemos asegurar que dicho crecimiento se logre en el 2004 y el 2005 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 resultado operacional. Nuestra condición financiera y el resultado operacional pueden verse afectados por cambios en las políticas económicas u otras políticas del gobierno chileno que ha ejercido y continúa ejerciendo una influencia significativa en muchos aspectos del sector privado. Adicionalmente, nuestra condición financiera y el resultado operacional pueden verse afectados por otros desarrollos políticos en Chile o por las prácticas administrativas de las autoridades chilenas, sobre los cuales no tenemos ningún control.

Recientemente la firma Standard & Poor subió la clasificación de la deuda del gobierno chileno hasta una “A” y cabe mencionar que la deuda del gobierno chileno es la única deuda estatal en toda América de Sur que cuenta con una clasificación del grado de inversión.

Una mayor inflación en Chile puede tener un impacto adverso en nuestro resultado operacional.

Si bien la inflación chilena ha estado bajo control en los últimos años, Chile ha experimentado altos niveles de inflación en el pasado. Vale decir que los altos niveles de inflación podrían tener un efecto adverso en la economía chilena. El Índice de Precios al Consumidor o el IPC chileno para los 12 meses terminados al 31 de diciembre del 2003, se situó en un 1,0%. Las fuentes oficiales del gobierno esperan que el IPC chileno sea aproximadamente el 2,0% y el 3,0% para los años 2004 y 2005, respectivamente. En términos históricos, una parte importante de nuestros gastos se ha denominado en pesos chilenos y cualquier aumento futuro de la inflación chilena podría ocasionar una alza significativa en nuestros gastos. Como consecuencia, el nivel de inflación en Chile puede afectar nuestra condición financiera y el resultado operacional.

Pensamos que una inflación moderada no debería afectar significativamente nuestra actividad en Chile. Las tarifas eléctricas en Chile contienen mecanismos de indexación, cuyo objetivo es la neutralización de los efectos inflacionarios. Sin embargo, creemos que el desempeño de la economía chilena, nuestro resultado operacional o el valor de las acciones que emitimos podrían verse negativamente afectados si el nivel de inflación en Chile sufriese un aumento significativo.

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

Nos establecimos de conformidad a las leyes de Chile y una parte considerable de todos nuestros activos se ubican en Chile o en otras partes que no sean los Estados Unidos. Ninguno de nuestros directores ni ejecutivos está domiciliado en los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos también se encuentra fuera de los Estados Unidos. Si cualquier accionista presentare una demanda en 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 un fallo legal dictado en los tribunales de Estados Unidos basado en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de 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.

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

Los factores que pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de construir nuevas centrales incluyen:

- la incapacidad de obtener financiamiento a tasas razonables;
- Atrasos en la obtención de permisos regulatorios, incluyendo permisos ambientales;
- Cambios en el precio o escasez de equipos, materiales o mano de obra;
- Oposición local por parte de grupos políticos y étnicos;
- Cambios adversos en el entorno políticos y regulatorio en los países en los cuales Endesa-Chile y sus compañías coligadas operan; y
- Condiciones climáticas adversas que pueden atrasar el término de centrales o subestaciones, o desastres naturales, accidentes o circunstancias imprevistas.

Cualquiera de estos factores puede ocasionar un atraso en el cumplimiento de todo o parte del programa de inversiones de capital de Endesa-Chile y puede aumentar el costo de los proyectos contemplados.

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

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 latinoamericanos. La poca liquidez del mercado chileno puede perjudicar la capacidad de los titulares de ADS de vender sus acciones ordinarias de Endesa-Chile retiradas del programa ADS al mercado chileno en la cantidad, precio y momento en que quisieran hacerlo.

Factores de riesgo asociados a Argentina

La actual situación macroeconómica y política en Argentina y los cambios aplicados a los reglamentos que afectan nuestras filiales argentinas podrían tener un impacto adverso en nuestro negocio, nuestra condición financiera y el resultado de operaciones.

La propiedad, las operaciones y los clientes de nuestras filiales Costanera y El Chocón y de nuestra compañía coligada, CEMSA, se encuentran en Argentina. Por consiguiente, la condición financiera y el resultado de operaciones de nuestras filiales argentinas dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas existentes en Argentina.

Desde fines del 2001, las empresas argentinas continúan enfrentando dificultades producto de la profunda crisis económica y política que afecta a Argentina. Las medidas de control cambiario y monetario, incluyendo las restricciones sobre los retiros bancarios y las estrictas restricciones para realizar transferencias de fondos al exterior, la suspensión de pagos por parte de Argentina de su deuda externa y la derogación de la ley de convertibilidad del peso (y la siguiente depreciación del peso frente al dólar) tuvieron un impacto negativo importante en el sistema económico argentino, ocasionando una reducción en la actividad económica, mayores niveles de inflación y más volatilidad cambiaria. Estas condiciones tuvieron un impacto negativo en la condición financiera de nuestras filiales argentinas y en sus resultados de operaciones.

En el mes de marzo del 2003, se eligió en Argentina a un nuevo presidente, Sr. Néstor Kirchner, quien asumió la presidencia el día 25 de mayo del 2003 y decidió mantener a Sr. Roberto Lavagna como Ministro de Economía. Una de las primeras tareas del gobierno corresponde a sentarse a negociar con el Fondo Monetario Internacional (FMI) con el fin de sustituir el crédito de \$6,8 mil millones obtenido por el gobierno anterior con un nuevo acuerdo a largo plazo. La incapacidad del nuevo gobierno de llegar a un acuerdo exitoso con el FMI podría ocasionar el bloqueo absoluto del acceso de Argentina al financiamiento internacional, afectando así la capacidad del nuevo gobierno de implementar las reformas necesarias para reestablecer la estabilidad, el crecimiento económico y la confianza pública. Por otra parte, es posible que el gobierno de Kirchner adopte ciertas políticas sociales, económicas u otras que tengan un impacto adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultado operacional.

Los principales riesgos que aún enfrentamos producto de nuestras operaciones en Argentina son los que se indican a continuación:

- El marco argentino para la fijación de precios de electricidad y de gas no contempla los costos reales de los servicios entregados por nuestras filiales argentinas y por lo tanto los precios de energía en el mercado horario no reflejan los costos marginales que nuestras filiales deben incurrir para proveer dicha energía. Si esta situación se mantiene, nuestro margen de explotación podría verse negativamente afectado;
- La posibilidad de un *impasse* con respecto al acuerdo con el FMI que podría conllevar un aumento del tipo de cambio del peso con el dólar y aún más restricciones sobre las transacciones financieras con entidades extranjeras;
- La posibilidad de que no seamos capaces de obtener los recursos financieros necesarios para pagar o refinanciar la deuda a corto plazo de nuestras filiales argentinas o de que, por otro motivo, ellas no puedan cumplir con sus obligaciones en virtud de los acuerdos de crédito y otros contratos financieros; y
- La posibilidad de que el Banco Central de Argentina vuelva a imponer restricciones a la transferencia de fondos al exterior de Argentina, lo que podría impedir que nuestras filiales argentinas distribuyan los dividendos y paguen el capital correspondiente a algunas de sus deudas externas al vencerse.

Dada la prolongada crisis económica en Argentina y las incertidumbres económicas y políticas, no podemos determinar si el valor del peso vaya a sufrir otras depreciaciones o apreciaciones frente al dólar ni en qué medida. Por otra parte, tampoco podemos determinar si el gobierno argentino modificará aún más su política monetaria y, de ser así, no podemos determinar cuál sería el impacto de dichos cambios en la condición financiera y el resultado operacional de nuestras operaciones argentinas.

El Banco Central de Argentina recientemente levantó las restricciones a la transferencia de fondos al exterior de Argentina pero las puede volver a imponer. Dichas restricciones podrían impedir a nuestras filiales la distribución del dividendo y el pago del principal de algunas de sus deudas externas a medida que venzan.

Desde el 3 de diciembre del 2001 hasta el 6 de mayo del 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 restricciones severas 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, las cuales estaban vigentes en el 2002, se redujeron en forma progresiva durante el período comprendido entre enero y mayo del 2003.

En la actualidad, se pueden transferir los fondos al exterior sin la previa autorización del Banco Central de Argentina para pagar los dividendos que corresponden a los períodos anteriores siempre que los contadores independientes hayan certificado los estados financieros para dicho período.

A pesar de lo anterior, no se puede garantizar que el Banco Central de Argentina no vaya a exigir nuevamente la previa autorización para la transferencia de fondos al exterior para el pago de principal y/o interés por parte de cualquiera de nuestras filiales argentinas a sus acreedores extranjeros o para el pago de dividendos de nuestras filiales argentinas a sus accionistas.

En el caso de que el Banco Central de Argentina volviera a imponer restricciones a la transferencia de fondos al exterior que impidiese que nuestras filiales argentinas pagasen el principal de algunas de sus deudas exteriores y que nuevo financiamiento no se encontrase disponible para nuestras filiales argentinas o éstas no fuesen capaces de renegociar dicho endeudamiento u obtener una reserva para ello, una porción sustancial de sus obligaciones de deuda puede ser vencida y pagadera, a no ser que se lograra el financiamiento fuera de Argentina y que fuere disponible para nuestras filiales argentinas o que ellas pudieran renegociar, u obtener una renuncia respecto del endeudamiento que estaría sujeto a dichas restricciones. Si se vuelven a imponer restricciones parecidas, no podemos garantizar que nuestras filiales argentinas sean capaces de obtener el financiamiento nuevo o que puedan renegociar u obtener renunciaciones respecto del endeudamiento sujeto a las restricciones de divisas extranjeras. Adicionalmente, dichas restricciones podrían impedir que Costanera y El Chocón nos hicieran llegar las distribuciones de caja.

Al 31 de diciembre del 2003, la deuda financiera de terceros de nuestras filiales argentinas alcanzó aproximadamente los US\$297,1 millones. Como parte de la política para nuestras filiales argentinas, siempre que se mantengan las actuales restricciones monetarias en Argentina y no se resuelvan los principales problemas del sector eléctrico, principalmente hacemos pagos de interés cuando éstos vencen, según lo permitido por el Banco Central de Argentina, y conseguimos el refinanciamiento continuo para la mayor parte de nuestra deuda activa. Durante el 2003, realizamos el refinanciamiento continuo de US\$109 millones de deuda financiera y pagamos US\$31 millones en principal además de ampliar el vencimiento de dicha deuda a entre 12 y 18 meses. Nuestros acreedores internacionales entienden las circunstancias extraordinarias que nos llevaron por este camino y a la fecha ellos han aceptado dichos acuerdos de refinanciamiento. Es posible que nuestros acreedores no sigan aceptando el refinanciamiento continuo del principal de la deuda cuando éste llegue a su vencimiento y que el Banco Central de Argentina decida no permitirlo más.

Factores de riesgo asociados a Brasil

Los precios de energía más bajos en Brasil conllevaron el incumplimiento de contratos por parte de los clientes de nuestras filiales y compañías asociadas, lo que puede impactar el monto de dividendos que recibimos de dichas inversiones.

Producto de las condiciones hidrológicas durante los años 2002 y 2003, los precios del mercado spot de electricidad en Brasil se encuentran a niveles históricamente bajos. En consecuencia, nuestros clientes más importantes en Brasil violaron los términos de los contratos que mantienen con nosotros para poder comprar energía en el mercado spot de electricidad en lugar de realizar las compras de conformidad a dichos contratos.

En abril del 2003, CELG, el único cliente con contrato con la filial brasileña de Endesa-Chile, Cachoeira Dourada, obtuvo un fallo preliminar y provisional que le permitió suspender sus pagos en virtud del contrato de compra mínima obligada con Cachoeira Dourada. El 4 de julio del 2003, el tribunal que trató el tema emitió un fallo preliminar y provisional, estableciendo que CELG estaría obligada a entregar los pagos a Cachoeira Dourada a rangos de precios significativamente menores que el monto de R\$61,63 reales por MWh estipulados de conformidad a los términos existentes del contrato de compra mínima obligada hasta que se dictase una decisión definitiva. Cachoeira Dourada apeló dicho fallo y obtuvo una decisión en que se establece que CELG debe realizar un depósito ante el tribunal por la diferencia entre el precio del contrato y el monto que efectivamente está pagando según lo estipulado en la decisión de julio del 2003. Los términos de este contrato establecen que los pagos a realizarse corresponden a aproximadamente R\$16,0 millones mensuales, de los cuales Cachoeira Dourada había recibido R\$59,9 millones al último día de diciembre del 2003, y que corresponden a menos de la mitad de los pagos para el año. El 16 de junio del 2004, se revocó el fallo preliminar y provisional y se obliga a CELG a pagar el 100% del contrato a Cachoeira Dourada, incluyendo los pagos correspondientes a la totalidad del año 2003. En virtud de dicha resolución, en el caso de que CELG no pague lo que debe, Cachoeira Dourada puede hacer vigentes las garantías contractuales o exigir el pago de las mismas. CELG ha solicitado que se reconsidere dicha decisión. Una decisión desfavorable podría significar que Cachoeira Dourada recibiera de CELG pagos por montos bastante menores, lo que a su vez afectaría los dividendos que Cachoeira Dourada paga a Endesa-Chile.

Además, CELG ha exigido el pago por daños por aproximadamente US\$250 millones desde 1997 hasta 2003 en relación con su contrato de compra mínima obligada a largo plazo con Cachoeira Dourada. Sin embargo, este asunto sigue pendiente a la fecha. Cachoeira Dourada no ha hecho ningún arreglo con respecto a las cuentas por recibir de

CELG o la demanda por daños de CELG. El éxito por parte de CELG con respecto a su demanda por daños representaría un efecto adverso para nuestros resultados operacionales.

Adicionalmente, en enero del 2003 *Companhia Paranaense de Energia—COPEL* (“Copel”) suspendió sus pagos establecidos en virtud de un contrato de suministro de energía de compra mínima obligada suscrito en 1999 con *Companhia de Interconexão Energética* (“CIEN”), una compañía no consolidada en la que Endesa-Chile cuenta con una participación del 45%. CIEN también vende energía a tres empresas brasileñas adicionales. En el afán de justificar sus acciones, Copel sostuvo que había un desequilibrio económico y financiero en los contratos de 1999, además de solicitar una reevaluación de los precios previamente acordados. El 18 de agosto del 2003, CIEN y Copel celebraron un memorándum de entendimiento en el que convinieron en modificar los términos y las condiciones del contrato, estableciendo, entre otras cosas, una reducción del 50% en el volumen de energía contratada (actualmente 400 MW) y una reducción en el plazo del contrato de 20 a 13 años con fecha de término el 31 de diciembre del 2015.

Los estudios sobre la reforma del sector energético de Brasil podrían tener un impacto adverso en nuestras actividades y operaciones en Brasil.

Después de la crisis eléctrica en Brasil en el 2001, el Comité para la Revitalización del Modelo del Sector Eléctrico del anterior gobierno federal de Brasil anunció varias medidas orientadas a la revitalización del sector energético con el fin de garantizar un mayor nivel de competitividad, fomentar mayores inversiones y mejorar la transparencia de las normas que regulan dichos servicios.

En marzo del 2004 se promulgó la Ley N° 10848 de los Estudios sobre la Reforma del Sector Brasileño que reformó el sector eléctrico de Brasil. Dicha ley se implementará mediante una serie de decretos y resoluciones que regularán el mercado eléctrico brasileño y determinará, entre otras cosas, la forma en que se distribuirán entre los distintos actores del mercado los riesgos inherentes (por ejemplo, el riesgo hidrológico, las variaciones en el mercado y cuentas por cobrar) e impedirá la participación de las distribuidoras en otras actividades relacionadas con la electricidad, como por ejemplo la generación.

Aún no es posible determinar el impacto que tendrá la Ley N° 10848 puesto que todavía no se han implementado los reglamentos. Aún así, puede que tenga un impacto adverso sustancial en las compañías de nuestra propiedad o en nuestras actividades y operaciones en Brasil. Para obtener mayor información véase “Ítem 4. Información de la Compañía—Operaciones en Brasil—La estructura del nuevo sector eléctrico.”

Factores de riesgo asociados a Colombia

En el pasado, los ataques de grupos de guerrilla han tenido un efecto adverso en la industria de energía eléctrica de Colombia.

Hace mucho tiempo que las organizaciones de guerrilla juegan un papel activo en Colombia. Pese a que nuestras centrales jamás han sido objeto de un ataque, no podemos asegurar que dichos ataques no vayan a suceder en el futuro. Existen muchas regiones remotas en el país donde tradicionalmente falta una presencia estatal efectiva y es allí donde los guerrilleros ejercen su influencia sobre la población local. En los últimos años, las organizaciones de guerrilla han aprovechado los actos de terrorismo para llamar la atención a sus causas. A pesar de los esfuerzos emprendidos por el gobierno colombiano para abordar la situación, el país sigue afectado por la fricción y violencia sociales que se relacionan con la actividad de guerrilla. La mayor parte de esta actividad se ha dirigido a la industria petrolera. En febrero del 2002, las negociaciones de paz entre el anterior gobierno colombiano y la organización de guerrilla más grande llegaron a su fin y desde entonces la violencia ha empeorado. La pronunciada violencia también podría conllevar nuevos ataques contra los activos eléctricos, lo que podría tener un impacto adverso en nuestro negocio. El gobierno colombiano que se encuentra en el poder desde el 2002 ha concentrado sus actividades de intervención en la inflación, la devaluación, el desempleo, la política fiscal y la narcoviencia. Aún así, no podemos asegurar que estas medidas intervencionistas vayan a conllevar un mayor crecimiento económico en Colombia ni que vayan a eliminar el riesgo de un atentado contra nuestros activos eléctricos.

Factores de riesgos asociados a Perú

Es posible que el proyecto Camisea afecte la industria eléctrica de Perú.

El proyecto Camisea consiste en la construcción de un gasoducto desde el norte de Perú hasta Lima y puede afectar los precios de gas natural en este país. En caso de finalizarse el proyecto, se reduciría el precio del gas y tanto nuestra filial, Edegel, como sus centrales eléctricas que dependen de recursos más costosos podrían verse negativamente afectadas por esta situación.

Factores de riesgo asociados a América Latina

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

Todas nuestras operaciones se ubican en América Latina. Si bien en un principio sólo operábamos en Chile, a través de adquisiciones e inversiones estratégicas, hemos ampliado nuestras operaciones a otros países latinoamericanos. En la actualidad, generamos una parte significativa de nuestros ingresos consolidados y nuestro resultado de explotación consolidado fuera de Chile, 50,2% y 54,1%, respectivamente en el 2003. Por consiguiente, nuestros ingresos consolidados son muy sensibles al desempeño de las economías latinoamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales inciden negativamente en las economías de cualquiera de los países en los cuales tenemos inversiones u operaciones, nuestra condición financiera y los resultados operacionales podrían verse negativamente afectados.

Las condiciones económicas y de mercado de otros países con mercados emergentes influyen en los mercados de valores y financieros latinoamericanos, 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, incluyendo Chile. Es posible que los eventos transcurridos en otras partes, en particular en otros mercados emergentes, puedan tener un impacto adverso en los mercados de valores y financieros chilenos. Además, Endesa-Chile cuenta con inversiones importantes 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 caja desde las filiales en esos países.

Hay ciertas economías latinoamericanas en las cuales operamos que se caracterizan por la intervención frecuente y a veces drástica 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. Cualquier accionar estatal orientado a controlar la inflación e influir en otras políticas a menudo contempla 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 capital. 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 negativo en nuestro negocio y los resultados financieros. La intervención por parte de las autoridades gubernamentales en cualquiera de los países en los cuales operamos, podría tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales.

Es posible que no podamos implementar nuestras principales estrategias en nuestras inversiones en América Latina.

La condición financiera y los resultados operacionales futuros de nuestras filiales latinoamericanas dependerán en gran medida de su capacidad de aplicar algunas de sus principales estrategias, a saber, la reducción de costos de explotación y financieros. Generalmente, el éxito del plan diseñado para reducir los costos de manera sustancial dependerá de una variedad de factores, incluyendo el costo y la disponibilidad de financiamiento y la capacidad de obtener mayor eficiencia operativa. Si cualquiera de estas estrategias fallase, la rentabilidad de nuestras filiales latinoamericanas podría verse afectada.

Nosotros y nuestras filiales estamos sujetos a una variedad de riesgos que incluyen la contracción de la actividad económica y los riesgos políticos, puesto que operamos únicamente en América Latina.

Todas nuestras operaciones e inversiones se encuentran ubicadas en América Latina y por ende se exponen a ciertos riesgos intrínsecos debido al hecho de operar e invertir en América Latina, incluyendo los riesgos asociados a lo siguiente:

- Los cambios en los reglamentos gubernamentales y las políticas administrativas;
- La imposición de restricciones cambiarias y otros límites con respecto al movimiento de fondos;
- Los cambios en el entorno comercial o político en el cual operamos;
- La contracción de la actividad económica, la inestabilidad política y los disturbios civiles que afectan las operaciones; y
- La expropiación de activos por parte del Estado.

Ítem 4. Información de la Compañía

A. Historia y desarrollo de la Compañía

La información de la constitución y de contacto de la Compañía

La Compañía 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 bajo la razón social Empresa Nacional de Electricidad S.A. La Compañía se encuentra registrada en Santiago en la Superintendencia de Valores y Seguros (“SVS”) desde 1943 bajo la inscripción N° 0114. El nombre comercial de la Compañía es Endesa y/o 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, 19715
Fono: (302) 738-6680
Fax: (302) 738-7210

El desarrollo de la Compañía

El gobierno chileno fue el propietario de Endesa-Chile durante los 44 años posteriores a su constitución en 1943 e inició el proceso de privatización de Endesa-Chile en 1987 por medio de una serie de ofertas públicas. El proceso de privatización terminó completamente en 1989.

En mayo de 1992, Endesa-Chile comenzó su programa de expansión internacional:

- Con la adquisición de Costanera en 1992 seguida por la adquisición de El Chocón S.A. en agosto de 1993, ambas en Argentina.
- En octubre de 1995, la Compañía adquirió Edegel en Perú.

- En diciembre de 1996, la Compañía adquirió Betania y después en octubre de 1997, en asociación con Endesa-España, la Compañía adquirió Emgesa, ambas en Colombia; y
- Finalmente, en septiembre de 1997, la Compañía adquirió Cachoeira Dourada S.A. en Brasil.

A la fecha del presente informe anual, Enersis, una sociedad de inversión anónima abierta que participa en la distribución y, a través de Endesa-Chile, en la generación y transmisión de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, es la propietaria en usufructo, directa o indirectamente, del 60,0% del capital social en circulación de Endesa-Chile. En mayo de 1999, Enersis, que al momento era la propietaria del 25,3% de Endesa-Chile, adquirió un 34,7% adicional de Endesa-Chile en la Bolsa de Valores de Santiago y en la Bolsa de Valores Americana. Desde esa fecha no ha habido ningún cambio sustancial en la composición del capital social de la Compañía. A la fecha del presente informe anual, Endesa-España es la propietaria directa e indirecta del 60,6% del interés beneficioso de Enersis.

Las acciones de Endesa-Chile se transan públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Valores de Valparaíso. Los ADS (“*American Depositary Shares*”) de Endesa-Chile están registradas 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 del 2001.

Inversiones, inversiones de capital y desinversiones

Nuestras inversiones de capital ascendieron a US\$73,7 millones en el 2001, US\$187,7 millones en el 2002 y a US\$220,8 millones en el 2003. Nuestras inversiones de capital e inversiones durante 2003 consistían en inversiones en Chile por un monto de US\$166,8 millones relacionados con la central hidroeléctrica Ralco (“Proyecto Ralco”) y en el mantenimiento de las inversiones de capital por un monto de US\$47,6 millones para todas nuestras filiales en operación. En la actualidad, esperamos desembolsar un gasto de capital de aproximadamente US\$763 millones a lo largo de los siguientes cinco años. Si bien hemos contemplado ciertos supuestos con respecto a la forma en que se financiarán dichas inversiones como parte del proceso presupuestario de la Compañía, no nos comprometimos con ninguna estructura financiera y todo aquello dependerá de las condiciones del mercado financiero al momento en que se requieran los flujos de caja.

El Proyecto Ralco requerirá alrededor de US\$90 millones en inversiones adicionales durante el 2004. Esperamos que la central Ralco entre en operaciones durante la segunda mitad del 2004. Véase “—Propiedades, plantas y equipos” para obtener mayor información del financiamiento. Adicionalmente, estamos en el proceso de evaluar la construcción de la central térmica San Isidro II de 370 MW que se ubicará al lado de la central San Isidro I en Chile. Este proyecto se sometió a la autoridad ambiental de Chile el día 10 de diciembre del 2003 para su aprobación y se calcula en US\$220 millones el total esperado de los costos de inversión. Dicho proyecto está en un proceso de reevaluación producto de la crisis de gas en Argentina. Todavía no se ha determinado el financiamiento de los proyectos Ralco y San Isidro II.

Además, es nuestra intención al largo plazo continuar buscando atractivas oportunidades en el sector eléctrico internacional, sea en países donde actualmente operamos o en otros países latinoamericanos. Véase “—Vista General del Negocio” a continuación.

La tabla a continuación demuestra un detalle de las inversiones de capital hechas por nuestras filiales en el año 2003 y las inversiones de capital proyectadas para el periodo 2004-2008.

INVERSIONES DE CAPITAL DE ENDESA-CHILE Y SUS FILIALES

	Inversiones de capital	
	(millones de US\$)	
	2003	2004-2008
Chile	\$ 197,9	\$ 546,0
Argentina	9,4	116,0
Brasil	0,8	15,0
Colombia	6,1	32,0
Perú	6,6	54,0
Total.....	\$ 220,8	\$ 763,0

Endesa-Chile ya no participa en la industria de la transmisión eléctrica en Chile. El 23 de octubre del 2000, la Compañía finiquitó la venta del 100% de las acciones de Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. o Transelec, por un monto de US\$1.076 millones, al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción. Esta desinversión de la filial de transmisión se llevó a cabo mediante una oferta pública e Hydro Québec International Inc., una firma canadiense, entregó la oferta ganadora.

De ahí en adelante, los cambios realizados a la estructura social de Endesa-Chile respondieron al objetivo estratégico de la empresa de concentrarse en su negocio principal y al Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico implementado por la Compañía desde octubre del 2002 hasta febrero del 2004. Dicho plan contempló, entre otras actividades, la venta de activos. Los cambios anteriormente mencionados consisten en lo siguiente:

- El 27 de marzo del 2003, Endesa-Chile vendió *Camutillar*, una central hidroeléctrica de 172 MW tipo embalse por US\$174 millones, al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción.
- El 30 de mayo del 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 Celta S.A., una filial de Endesa-Chile, por un total aproximado de US\$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 total aproximado de US\$78 millones a través de Gasatacama Generación Limitada, en la que Endesa-Chile mantiene una participación de 50%. En ambos casos, la transacción incluyó la transferencia de las subestaciones respectivas.
- En el 2003, Endesa-Chile adquirió 384,508 acciones de Cachoeira Dourada mediante su filial de inversiones, Lajas Inversora S.A, por una suma total de 24.761 millones de pesos, aumentando así su participación en Cachoeira Dourada al 92,51% de sus acciones ordinarias en circulación.
- El 3 de octubre del 2003, Endesa-Chile adquirió 16 millones de acciones clase A adicionales y 1,96 millones de acciones clase B de Costanera por una suma total de US\$4,5 millones, al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción, aumentando así su participación propietaria de Costanera a un 64,3% de sus acciones ordinarias en circulación.

B. Vista general del negocio

Endesa-Chile es una compañía generadora eléctrica abierta con operaciones en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Si bien su principal negocio consiste en la generación eléctrica, también participa en la transmisión de electricidad y los servicios de ingeniería. La baja proporción de los ingresos correspondientes a las actividades no generadoras no justifican realizar un desglose de los ingresos por actividad.

La capacidad instalada consolidada de Endesa-Chile al 31 de diciembre del 2003 fue 11.599 MW, con una capacidad generadora hidroeléctrica de 66% y termoeléctrica de 34%.

Endesa-Chile posee y opera 19 centrales generadoras en Chile con una capacidad instalada acumulada de 3.763 MW al 31 de diciembre del 2003 (comparado con 3.935 MW al 31 de diciembre del 2002). Endesa-Chile representó aproximadamente el 35% de la capacidad de generación total de Chile al 31 de diciembre del 2003. La

capacidad instalada hidroeléctrica en Chile representa el 72% de la totalidad de la capacidad instalada de Endesa-Chile en Chile. La capacidad instalada total de Endesa-Chile aumentará en cuanto el Proyecto Ralco, una nueva central hidroeléctrica de 570 MW, entre en operaciones. Se espera a que el Proyecto Ralco inicie sus operaciones durante la segunda mitad del 2004.

Al 31 de diciembre del 2003, Endesa-Chile también contaba con intereses en 23 centrales generadoras fuera de Chile con una capacidad instalada acumulada de 7.836 MW (comparado con una capacidad instalada acumulada de 8.018 MW al 31 de diciembre del 2002.) La capacidad instalada hidroeléctrica fuera de Chile representa el 63% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile fuera de Chile. Según las cifras del 2003, la capacidad de generación instalada en Argentina, Brasil, Colombia y Perú representó aproximadamente el 16%, 1%, 20% y 22% 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:

LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA CONSOLIDADA DE ENDESA-CHILE

	Año que termina al 31 de diciembre de					
	2001		2002		2003	
	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%
Generación hidroeléctrica	33.914	80,3	34.441	84,0	35.203	82,0
Generación termoeléctrica	8.810	19,7	6.581	16,0	7.725	18,0
Generación total.....	42.724	100,0	41.022	100,0	42.928	100,0

La producción eléctrica consolidada de la Compañía alcanzó 42.928 GWh en 2003, el 4,65% más que los 41.022 GWh producidos en el 2002. La generación total de la Compañía en 2001 fue 42.724 GWh. 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. Por ejemplo, la generación termoeléctrica requiere la compra de combustible, lo que representa un aumento de los costos de generación para la Compañía.

Las ventas físicas de energía consolidadas de Endesa-Chile para el 2003 alcanzaron 50.634 GWh, 4% más que las ventas físicas de energía en GWh para el 2002. Al compararlo con el nivel de ventas físicas para el 2001, las cifras del 2003 representan una reducción del 6,6% producto de menores ventas físicas en Argentina, tal como se indica en la tabla a continuación:

DATOS FÍSICOS DE ENDESA-CHILE POR PAÍS

Al 31 de diciembre de cada año

	2001	2002	2003
Argentina			
Número de centrales generadoras	5	5	5
Capacidad instalada (MW)	3.622	3.622	3.622
Generación de energía (GWh)(1).....	10.182	7.291	8.128
Ventas de energía (GWh).....	12.988	7.897	9.259
Brasil			
Número de centrales generadoras	1	1	1
Capacidad instalada (MW)	658	658	658
Generación de energía (GWh) (1).....	2.256	2.467	3.024
Ventas de energía (GWh).....	3.743	3.591	3.770
Chile			
Número de centrales generadoras	20	20	19
Capacidad instalada (MW)	3.935	3.935	3.763
Generación de energía (GWh) (1).....	15.741	16.286	16.524
Ventas de energía (GWh).....	18.673	18.344	18.681
Colombia			
Número de centrales generadoras	10	8	9
Capacidad instalada (MW)	3.034	2.735	2.589
Generación de energía (GWh)(1).....	10.189	10.699	10.794
Ventas de energía (GWh).....	14.591	14.639	14.481
Perú			
Número de centrales generadoras	8	8	8
Capacidad instalada (MW)	1.003	1.003	967
Generación de energía (GWh)(1).....	4.355	4.279	4.458
Ventas de energía (GWh).....	4.239	4.158	4.443

(1) Las cifras reflejan la generación bruta para todos los países.

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. Podemos celebrar contratos con ellos a las tarifas fijas. Los clientes no regulados 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

	Año que termina al 31 de diciembre de					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Clientes regulados.....	22.012	40,6	20.322	41,8	21.463	42,4
Clientes no regulados.....	12.890	23,8	11.047	22,7	11.309	22,3
Ventas del mercado spot de electricidad.....	19.332	35,6	17.260	35,5	17.862	35,3
Ventas totales de electricidad	<u>54.234</u>	<u>100,0</u>	<u>48.629</u>	<u>100,0</u>	<u>50.634</u>	<u>100,0</u>

Las ventas a los clientes también se pueden dividir entre ventas contratadas y no contratadas. 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, no pueden comprar energía directamente de las generadoras, sino deben adquirir la electricidad mediante una distribuidora. Dichas distribuidoras que compran grandes cantidades de electricidad para los pequeños clientes residenciales generalmente 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 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 de consumo específico de GWh 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.

Bajo condiciones hidrológicas y de combustible normales y una estabilidad política y económica relativa, los clientes regulados y no regulados de Endesa-Chile formalizan su relación mediante un contrato. Las ventas del mercado spot de electricidad no se rigen por contratos.

La tabla a continuación contiene información de las ventas físicas consolidadas de electricidad de Endesa-Chile por segmento de cliente:

VENTAS FÍSICAS CONSOLIDADAS DE ENDESA-CHILE POR SEGMENTO DE CLIENTE

	Año que termina al 31 de diciembre de					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	34.902	64,4	31.369	64,5	32.772	64,7
Ventas no contratadas.....	19.332	35,6	17.260	35,5	17.862	35,3
Ventas totales de electricidad	<u>54.234</u>	<u>100,0</u>	<u>48.629</u>	<u>100,0</u>	<u>50.634</u>	<u>100,0</u>

Los distintos sistemas de información contable de la Compañía permiten la consolidación de ventas por país pero actualmente no permiten la consolidación de ventas 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 son las compras de energía y los costos de transporte, además del costo variable directo que corresponde a la generación hidroeléctrica o térmica. Durante los periodos de sequía, la cantidad de electricidad generada mediante la generación térmica aumenta, lo que no sólo significa un aumento del costo total del combustible sino también el costo para transportar dicho combustible a las centrales térmicas, lo que conlleva mayores costos de transporte. Bajo condiciones de sequía, la electricidad que Endesa-Chile ha comprometido a través de contratos puede superar la

cantidad de electricidad que la Compañía puede generar, lo que le exige a la Compañía comprar electricidad térmica en el mercado spot con el fin de satisfacer sus compromisos contractuales. Es posible que en ciertas circunstancias el costo de estas compras en el mercado spot sea mayor que el precio al que Endesa-Chile vende la electricidad en virtud de sus contratos, lo que se traduce en una pérdida. Endesa-Chile busca minimizar en sus 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, Endesa-Chile toma en consideración la información estadística disponible respecto de la lluvia y caudales, además de la capacidad de las represas principales. Por otra parte, Endesa-Chile puede tomar otras medidas, como por ejemplo utilizar el agua de las represas, instalar capacidad térmica adicional, negociar niveles de consumo más bajos con sus clientes no regulados y negociar con otros usuarios de agua.

La tabla a continuación contiene información con respecto a la producción y las compras de electricidad de Endesa-Chile:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS DE GWh DE ENDESA-CHILE

	Año que termina al 31 de diciembre de					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen	Ventas (GWh)	% del volumen	Ventas (GWh)	% del volumen
Producción de electricidad	42.724	78,5	41.022	83,1	42.928	83,1
Compras de electricidad	11.665	21,5	8.321	16,9	8.398	16,9
Total(1).....	54.389	100,0	49.343	100,0	51.326	100,0

(1) La producción total de GWh más las compras difiere de las ventas de GWh debido al consumo propio y las pérdidas técnicas.

Nuestro principal negocio no operacional en Chile que se basa en las operaciones de compañías coligadas no consolidadas se realiza principalmente por medio de GasAtacama S.A., o GasAtacama. Endesa-Chile cuenta con una participación propietaria de 50% en GasAtacama mediante la cual participa en el negocio del transporte de gas y la generación térmica en Chile. Endesa-Chile también participa en el negocio del transporte de gas en Chile a través de su compañía coligada, Electrogas S.A., en la que Endesa-Chile tiene una participación propietaria del 42,5%. Electrogas tiene un gasoducto que se extiende hasta la Quinta Región en Chile y suministra gas natural a las centrales San Isidro y Nehuenco. Otro importante negocio no operacional consiste en la actividad que se realiza mediante otra compañía coligada, *Companhia de Interconexão Energética S.A.*, o CIEN, en Brasil, en la que Endesa-Chile cuenta con una participación propietaria del 45%. CIEN transa electricidad en Brasil y participa además en la operación de las líneas de interconexión entre Argentina y Brasil. Endesa-Chile también tiene una participación minoritaria en los sectores de transacciones eléctricas y de transmisión en Argentina mediante su propiedad del 45% en Comercializadora de Energía del Mercosur S.A., o CEMSA y Compañía de Transmisión del Mercosur S.A., o CTM. Véase “—Estructura organizacional” para obtener detalles de las compañías coligadas.

Al 31 de diciembre del 2003, los activos consolidados de Endesa-Chile sumaron un total de Ch\$5.465 mil millones (US\$9,1 mil millones) (comparado con Ch\$6.589 mil millones o US\$11,100 mil millones al 31 de diciembre del 2002). Los ingresos de explotación consolidados alcanzaron los Ch\$920 mil millones (US\$1,5 mil millones) (comparado con los Ch\$947 mil millones o US\$1,6 mil millones al 31 de diciembre del 2002) y la utilidad neta alcanzó Ch\$78,1 mil millones (US\$132 millones) (comparado con una pérdida neta de Ch\$9,4 mil millones o US\$15,800 millones al 31 de diciembre del 2002). Todos los montos en dólares US se convirtieron de conformidad al tipo de cambio observado del 31 de diciembre del 2003 de Ch\$593,80 por US\$1,00. Véase “Ítem 3. Información clave – Datos financieros selectos.”

Operaciones en Chile

El resultado de explotación del negocio de la compañía en Chile representó el 39%, 49%, 46% del resultado de explotación total de Endesa-Chile para los años 2001, 2002 y 2003, respectivamente. La tabla que aparece a continuación demuestra los ingresos de explotación y los gastos de explotación para los tres años indicados:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE OPERACIONES EN CHILE

	Año que termina al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2003)		
Ingresos de explotación	425.461	448.709	457.877
Gastos de explotación	288.999	276.209	302.617
Resultado de explotación	136.462	172.500	155.260

Para obtener mayor información de las variaciones de las cifras monetarias anuales, véase “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos.”

Endesa-Chile, por sus propios medios y a través de sus filiales Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., o Pehuenche, Empresa Eléctrica Pangué S.A., o Pangué, Compañía Eléctrica San Isidro S.A., o San Isidro, y Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., o Celta, opera un total de 19 centrales de generación en Chile, doce de las cuales son hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 2.727 MW, representando el 72% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile en Chile. Las siete centrales restantes consisten en centrales térmicas a gas, a carbón o a petróleo con una capacidad instalada total de 1.036 MW. Las centrales de Endesa-Chile 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.

Históricamente, la Compañía ha participado en otros negocios en Chile tales como proyectos de infraestructura que contemplan la construcción y operación de túneles privados, además de servicios de ingeniería principalmente asociados a la construcción de grandes represas hidroeléctricas. La decisión de Endesa-Chile de dejar de participar en estos negocios secundarios gatilló la venta de sus proyectos de infraestructura, sin embargo, aún ofrece los servicios de ingeniería. Véase “—Historia y desarrollo de la Compañía” para obtener mayores detalles sobre estas ventas.

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)

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
Endesa(1)	2.212	2.212	2.040
Pehuenche	695	695	695
Pangué	467	467	467
San Isidro	379	379	379
Celta	182	182	182
Total	3.935	3.935	3.763

(1) Se vendió la central hidroeléctrica Canutillar (172 MW) el 30 de abril del 2003.

La generación eléctrica total de la Compañía en Chile alcanzó los 16.524 GWh en el 2003, representando un 1,5 % más que el 2002 y aproximadamente el 37 % de la producción eléctrica total en Chile. La participación de la Compañía en el mercado de generación chilena para el 2002 y el 2001 se registró en un 38 % y 39 %, respectivamente. Esperamos que la participación de mercado de producción sea mayor para el 2004 que lo registrado en el 2003 debido a que entrará en operación la central Ralco, una instalación hidroeléctrica de bajo costo que representa un elemento adicional importante de la capacidad instalada total del país (el 5 % de la capacidad de generación total de Chile a fines del 2003).

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

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FILIAL EN CHILE

(GWh)

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
Endesa(1).....	7.228	8.153	8.466
Pehuenche.....	4.213	3.963	3.679
Pangue.....	1.978	1.977	1.681
San Isidro.....	1.628	1.590	2.264
Celta.....	695	602	434
Total.....	15.741	16.286	16.524

(1) Se vendió la central hidroeléctrica Canutillar (172 MW) el 30 de abril del 2003.

La generación hidroeléctrica que es de bajo costo representó el 79% de la generación eléctrica total de la Compañía en el 2003, según se indica en la tabla que aparece a continuación:

LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TÉRMICA DE ENDESA-CHILE EN CHILE

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%
Generación hidroeléctrica.....	12.696	80,7	13.567	83,3	13.085	79,2
Generación térmica.....	3.045	19,3	2.719	16,7	3.439	20,8
Generación total.....	15.741	100,0	16.286	100,0	16.524	100,0

Las centrales de generación termoeléctrica de Endesa-Chile consisten en centrales a gas, a carbón o a petróleo y Endesa-Chile satisface su demanda de gas natural mediante sus contratos de gas a largo plazo que establecen los montos y precios de suministro máximos, y sus contratos de transporte de gas a largo plazo con las empresas de los gasoductos, Gas Andes y Electrogas. Endesa-Chile mantiene una participación del 42,5% en esta última. Endesa-Chile satisface su demanda de carbón y petróleo combustible sobre la base de licitaciones en las que participan los grandes proveedores nacionales e internacionales.

Las ventas físicas de energía en Chile alcanzaron los 18.673 GWh en el 2001, 18.344 GWh en el 2002 y los 18.681 en el 2003, representando el 49%, 46% y 44% de la participación del mercado, respectivamente. Si bien la generación física de Endesa-Chile en Chile ha aumentado desde el 2001, ha disminuido el porcentaje de nuestras compras de energía necesarias para satisfacer las obligaciones contractuales con terceros de un 17% en el 2001 al 13% en el 2002 como en el 2003, producto de nuestra estrategia comercial de realizar reducciones en las ventas contratadas. La motivación principal detrás de esta estrategia comercial de la Compañía es la decisión de reducir su exposición hidrológica además de los reglamentos estatales que se implementaron en el 2000 y el 2001. Véase “— Vista general del negocio—Generación de electricidad en Chile—Estructura industrial y marco regulatorio”. Endesa-Chile busca minimizar el efecto que tienen las condiciones hidrológicas pobres en sus 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 la Compañía paga al no poder satisfacer sus compromisos contractuales y un impacto indirecto en forma de 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

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen	Ventas (GWh)	% del volumen	Ventas (GWh)	% del volumen
Producción de electricidad	15.741	83,0	16.286	87,3	16.524	87,3
Compras de electricidad	3.217	17,0	2.358	12,7	2.409	12,7
Total(1).....	18.958	100,0	18.644	100,0	18.933	100,0

(1) La producción total de GWh más las compras difiere de las ventas de GWh producto del consumo propio 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, en particular las de 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 entre las partes. Los contratos de suministro que se celebran con las distribuidoras por lo general consisten en contratos estandarizados con plazos largos de un promedio de diez años. Estos contratos se renuevan de forma automática al término del plazo vigente a no ser que una de las partes decidiese ponerle término mediante un previo aviso. Los contratos con los grandes clientes industriales son específicos de acuerdo a las necesidades de cada cliente y pueden incluir ciertas disposiciones que liberan a Endesa-Chile de su compromiso de suministro de electricidad en casos de fuerza mayor que pueden incluir las extremas condiciones de sequía, según lo definido por la Compañía, además de disposiciones que establecen el arbitraje vinculante en caso de disputas.

En el 2001, el 2002 y el 2003, Endesa-Chile contaba con 69, 67 y 60 clientes en Chile, respectivamente, incluyendo las principales distribuidoras del SIC y los principales clientes industriales no regulados. Durante los últimos tres años, las ventas a los clientes no regulados ha representado una tercera parte de las ventas de energía totales de Endesa-Chile.

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

VENTAS FÍSICAS DE ENDESA-CHILE EN CHILE POR SEGMENTO DE CLIENTE

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Clientes regulados.....	9.403	50,4	9.297	50,7	9.994	53,5
Clientes no regulados.....	5.851	31,3	5.778	31,5	5.767	30,9
Ventas de electricidad en el mercado spot.....	3.419	18,3	3.269	17,8	2.920	15,6
Ventas de electricidad totales	18.673	100,0	18.344	100,0	18.681	100,0

Los contratos de suministro más importantes que Endesa-Chile mantiene con clientes regulados corresponden a sus contratos con Chilectra y Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”), las dos distribuidoras más grandes de Chile. El contrato de suministro de Endesa-Chile con Chilectra vence en el 2010 y está sujeto a períodos de renovación automáticos de un año, a no ser que una de las partes decidiera ponerle término con un previo aviso de al menos seis meses. El contrato con CGE vence en el 2009 y está sujeto a períodos de renovación automáticos de cuatro años, a no ser que una de las partes decidiera ponerle término con un aviso previo no menor a un año.

Por lo general, los contratos de Endesa-Chile con sus clientes no regulados para la venta de electricidad en Chile tienen plazos que varían, de rigor, 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. Por lo general, dichos contratos establecen que se debe volver a fijar el precio de compra de forma periódica, lo que típicamente sucede después de la publicación semi anual de los precios de nudo por parte de la Comisión Nacional de Energía, o la CNE. 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. Endesa-Chile no ha experimentado ninguna interrupción en su suministro en virtud de sus contratos; sin embargo, Endesa-Chile negoció los acuerdos a corto plazo con ciertos clientes con el fin de reducir su suministro producto de los efectos de la sequía que tuvo lugar en 1999. En casos de fuerza mayor, se les permite a los clientes rechazar las compras y no se le obliga a Endesa-Chile a suministrar la 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 las ventas por volumen de Endesa-Chile con sus cinco principales clientes de distribución y no regulados en Chile para los periodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES EN CHILE

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Distribuidoras:						
Chilectra.....	4.540	24,3	4.274	23,3	4.699	25,2
CGE	3.176	17,0	3.358	22,3	3.628	19,4
Sociedad Austral de Electricidad S.A.(1)	447	2,4	371	2,0	314	1,7
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	499	2,7	529	2,9	557	3,0
Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	404	2,2	449	2,4	536	2,9
Ventas totales a las cinco distribuidoras principales	9.066	48,5	8.981	49,0	9.734	52,1
Clientes no regulados:						
Codelco División El Teniente.....	732	3,9	734	4,0	728	3,9
Industrias Forestales S.A.	667	3,6	661	3,6	676	3,6
Cía. Minera Los Pelambres.....	600	3,2	619	3,4	648	3,5
Cía. Minera Collahuasi	712	3,8	734	4,0	730	4,9
Cía. Acero del Pacífico S.A.-Usina Huachipato	504	2,7	506	2,8	522	3,9
Ventas totales a los cinco clientes no regulados principales	3.215	17,2	3.254	17,8	3.304	17,7

(1) Endesa-Chile no tiene un contrato con Sociedad Austral de Electricidad S.A. 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.

Endesa-Chile compete en el SIC principalmente con otras dos generadoras eléctricas, AES Gener S.A. (“AESGener”) y Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A. (“Colbún”). Según las memorias del 2003 de cada empresa, al 31 de diciembre del 2003 la capacidad instalada de AESGener alcanzó los 2.428 MW (incluyendo los 277 MW de Norgener en el SING y los 643 MW de TermoAndes ubicada en Salta, Argentina) el 89% de la cual fue termoeléctrica y la capacidad instalada de Colbún alcanzó los 1.521 MW, el 48% de la cual fue termoeléctrica. Colbún aumentó su capacidad en el 2003 mediante la puesta en marcha de Nehuenco II, una central térmica de 255 MW. Según los supuestos contemplados en el modelo de fijación de precios de electricidad empleado por la CNE al determinar las tarifas para los clientes regulados, se estima que Colbún puede agregar un cierto monto de MW adicionales a través de su capacidad térmica de ciclo combinado durante el 2004. Aparte de estos dos grandes competidores, existe una variedad de entidades pequeñas que generan electricidad en el SIC.

Electroandina (anteriormente la Corporación Nacional del Cobre División Tocopilla) y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (“Edelnor”), y Norgener S.A., constituyen las otras grandes generadoras que operan en el SING, con una capacidad instalada de 1.029 MW, 687 MW y 277 MW, respectivamente, y con operaciones de una envergadura significativamente mayor que las operaciones directas de Endesa-Chile en el SING, 182 MW, por medio de la central térmica de Celta, Tarapaca. Sin embargo, la posición que mantiene Endesa-Chile en el mercado aumenta de manera sustancial (al 26%) al considerar la participación de su empresa coligada, GasAtacama, cuya

central cuenta con 780 MW de capacidad instalada. Véase “—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 72% de la capacidad instalada de Endesa-Chile proviene de centrales hidroeléctricas, por lo general los costos de producción de Endesa-Chile son menores que los de las otras empresas que generan electricidad en el SIC por medio de centrales térmicas. Durante los períodos de sequía prolongada, a menudo Endesa-Chile se ve obligada a comprar electricidad más costosa que el precio spot de las generadoras termoeléctricas con el fin de satisfacer sus obligaciones contractuales.

Las principales fuentes del resultado fuera de explotación de Endesa-Chile corresponden a su participación del 50% en la propiedad de GasAtacama, que cuenta con una capacidad de transporte diario de hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas por medio de sus filiales, además de una central de ciclo combinado a gas con una capacidad instalada total de aproximadamente 780 MW en Mejillones y una participación del 42,5% en la propiedad de Electrogas, que genera ingresos por transporte producto 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.

Generación eléctrica en Chile – la estructura industrial y el 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 regula de conformidad al DFL N° 1 promulgado en 1982 y a 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 chilena 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 áreas remotas, 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 utilice 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 y operan sistemas de generación con el fin de satisfacer su propia demanda.

El sistema regulatorio 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 las centrales hidroeléctricas de Endesa-Chile — que generalmente gozan de costos marginales más bajos — es despachada 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 precio/valor del agua en los embalses es relativamente mayor dadas las condiciones climáticas de sequía. No hay centrales de generación hidroeléctrica en el SING pero el despacho central de la generación sigue la misma regla del costo marginal menor.

Al 31 de diciembre del 2003, Endesa-Chile contaba con un total de 19 centrales generadoras en Chile, 18 de las cuales (operadas y de propiedad de Endesa-Chile) se encontraban conectadas al SIC y otra instalación en el SING que suministra electricidad a la región minera en el norte del país.

El SIC, el sistema más grande, se extiende unos 2.400 kms desde Tal Tal en el norte hasta Quellón en la Isla de Chiloé en el sur. La capacidad instalada en diciembre del 2003 alcanzó los 6.997 MW, el 58% de la cual corresponde a capacidad hidroeléctrica y el 42% a capacidad térmica. La demanda de punta en el SIC en el 2003 fue de 4.517 MW con ventas físicas de 30.092 GWh. Las ventas de electricidad al SIC aumentaron en 5,8% del 2002 al 2003. El SIC se encuentra a lo largo del área nacional donde se ubica el 70% de la demanda chilena de electricidad.

Endesa-Chile, directamente y a través de sus filiales Pehuenche, Panque y San Isidro, es el principal operador en el SIC, con 18 centrales generadoras conectadas al SIC, 12 centrales hidroeléctricas y 6 centrales térmicas, representando el 52% de la capacidad instalada total y el 55% de las ventas físicas de energía de este sistema en el 2003.

El SING abarca la zona norte del país desde Arica a Coloso, recorriendo 700 km. En diciembre del 2003, la capacidad instalada del SING ascendía a los 1.382 MW, el 99 % de la cual es térmica. La demanda de punta en el SING en el 2003 fue 3.634 MW y las ventas físicas anuales fueron 10.480 GWh. El consumo aumentó en un 10,5 % en el 2003 con respecto al 2002.

Endesa-Chile, a través de su filial Celta, tiene una central térmica de 182 MW que está conectada al SING y que representa el 5% de la capacidad total del SING. Endesa-Chile cuenta con una participación adicional en el SING a través de su compañía coligada GasAtacama Generación Limitada, llegando a un total del 26,5% de la capacidad instalada total del SING en el 2003. La tabla que aparece a continuación muestra los datos relacionados con la capacidad de generación eléctrica de Endesa-Chile en Chile.

CENTRALES EN CHILE

	Tipo(3)	Sistema	Capacidad instalada (MW) (1) (2)
Hidroeléctricas			
Rapel	de embalse	SIC	377
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-Sauzalito.....	de pasada	SIC	90
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
Total hidroeléctrica.....			2.727
Térmica			
Huasco	vapor / carbón	SIC	16
Bocamina	vapor / carbón	SIC	128
Tarapacá.....	vapor / carbón	SING	182
Diego de Almagro.....	turbogas / petróleo diesel	SIC	24
Huasco	turbogas / IFO 180	SIC	64
San Isidro	ciclo combinado / gas natural y petróleo diesel	SIC	379
Tal Tal.....	turbogas / gas natural	SIC	243
Total térmica.....			1.036
Capacidad total			3.763

(1) Se relaciona con la capacidad de operación máxima de cada planta según se informa al CDEC.

(2) Se vendió la central hidroeléctrica Canutillar de 172 MW el 30 de abril del 2003.

(3) 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 petróleo combustible 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 petróleo combustible 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 petróleo combustible 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.

Ley Eléctrica de Chile

General. La Ley Eléctrica de Chile tiene como objetivo el establecimiento de un régimen regulatorio 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 una asignación de recursos económicamente eficiente para y dentro del sector eléctrico. El sistema regulatorio está diseñado con el fin de proporcionar una tasa de retorno 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. Endesa-Chile está sujeta a la regulación de sus precios entre otros aspectos de su actividad en Chile de conformidad a la Ley Eléctrica de Chile. Existen tres entidades estatales responsables de 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 chilena fija y fiscaliza las normas técnicas del sistema. Adicionalmente, el Ministerio de Economía otorga la aprobación final de las tarifas y precios fijados por la CNE y regula 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. Sin embargo, el CDEC también pretende asegurar que cada empresa generadora cuente con la capacidad instalada suficiente y que pueda producir una cantidad suficiente de electricidad para satisfacer la demanda de sus clientes. Dado que la producción de Endesa-Chile en el SIC es hidroeléctrica en su mayor parte y, por consiguiente, su costo marginal de producción suele ser el más bajo en ese sistema interconectado, la producción eléctrica de Endesa-Chile en el SIC generalmente se despacha durante las condiciones hidrológicas normales. Las generadoras compensan sus obligaciones contractuales con sus despachos al comprar o vender electricidad al precio del mercado 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 a los 0,5 MW (reducido desde 2 MW a 500 kW a partir de marzo del 2004 con la aprobación de la Ley Corta, véase el texto sobre la “Ley Corta”). Las empresas distribuidoras pagan dos precios nudos: uno correspondiente a la capacidad y otro al consumo de energía. Los precios nudos 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. 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 en cualquier punto dado en el sistema interconectado, trimestralmente durante los 48 meses siguientes en el SIC y mensualmente durante los 24 meses siguientes en el SING. Para poder determinar dicho 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 48 meses. 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 de combustibles para las centrales 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 costo marginal en el SING.

Los precios de nudo para capacidad y consumo de energía se fijan cada seis meses, en abril y octubre, por medio de un decreto emitido por el Ministerio de Economía. Aunque los precios de nudo se cotizan en pesos chilenos, los cálculos utilizados para determinarlos se computan básicamente en dólares US. Los precios de nudo efectivamente establecidos 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 un exceso del 10% de variación con respecto al precio inicialmente calculado. Adicionalmente, la Ley Eléctrica de Chile exige que la diferencia entre el precio nudo y precio promedio pagado por los clientes no regulados durante el período de seis meses anterior a la fecha en que se calcula el precio nudo no supere el 5% (reducido del 10% al 5% a partir de marzo del 2004). Si los precios nudos no cumplen con este

requisito, se ajustarán de tal forma que dicha diferencia no supere el 5%. 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 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.

Ventas a otras empresas generadoras. Con el fin de cumplir con el objetivo de operar el sistema de despacho de tal forma que asegure que sólo la electricidad producida de manera más eficiente llegue a los clientes, cada CDEC determina anualmente la “energía firme” y la “potencia firme” para cada generadora asociada al CDEC.

La Energía Firme consiste en la cantidad de energía acumulada estimada (GWh) que todas las unidades generadoras de un sistema pueden entregar de manera confiable a ese sistema interconectado durante un año dado, suponiendo que (1) el año está marcado por una baja hidrología y (2) que durante ese año habrá una disponibilidad promedio de las unidades térmicas.

Con el fin de determinar la producción hidroeléctrica estimada durante períodos de baja pluviometría, se hace una calificación por año de la máxima a la mínima producción energética acumulada anual del sistema durante los últimos 40 años, la que está sujeta a ciertos ajustes de tal forma que se reflejen los supuestos con respecto al efecto que tendrían en la producción de cada uno de esos años las cotas prevalecientes del Lago Laja (el principal embalse en Chile) más las centrales hidroeléctricas recién construidas. La cantidad de energía acumulada producida en el sistema durante el año calificado como el más cercano al percentil diez del extremo inferior de la calificación se utiliza para determinar la producción acumulada del sistema en un año seco. Para determinar la disponibilidad promedio de las unidades termoeléctricas, el CDEC estima la energía acumulada que pueden entregar las centrales térmicas, tomando en consideración los períodos de mantenimiento y de fallas, lo que se basa en estadísticas nacionales e internacionales y en la disponibilidad de capacidad promedio durante los últimos 10 años de operaciones. La estimación arrojada para la producción energética acumulada de todo el sistema se denomina energía firme. Las empresas generadoras cuya participación proporcional de energía firme es menor que sus obligaciones contractuales de ventas, deben comprar en forma anticipada y a precios negociados, una producción suficiente de energía para cumplir con sus obligaciones contractuales de aquellas empresas generadoras cuya participación proporcional de energía firme es mayor que sus obligaciones contractuales. Las compañías generadoras individuales analizan las estadísticas de energía firme para determinar su participación a prorrata de energía firme, como una herramienta en la determinación de la mejor forma de calzar sus obligaciones contractuales de ventas con las proyecciones de producción de energía para lograr la óptima rentabilidad operacional de sus ventas de energía. Esta definición de “energía firme” ya no se aplica. A partir del mes de diciembre del 2001, las generadoras ya no están sujetas a un techo de “energía firme” en sus contratos, ya que posteriormente los reglamentos modificados de la Ley Eléctrica de Chile reemplazan este concepto.

La potencia firme consiste en la capacidad probable total de todas las unidades generadoras en un sistema interconectado en cualquier momento dado, 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 prorratea para cada unidad generadora en el sistema sobre la base de la capacidad instalada de cada unidad, de la que se resta la suma prorrata para así determinar la “potencia firme asignada”. 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 extra, 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 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 con relación a la cantidad de electricidad a ser despachada por dicha compañía. Las compraventas realizadas en el mercado de electricidad spot se transan 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.

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 o mayor a los 500 kW (recientemente reducido de 2 MW, producto de la aprobación de la Ley Corta, ver abajo), comúnmente conocidos como grandes clientes;
- (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. Todos los demás clientes están sujetos a los precios máximos establecidos por tarifas.

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 mediante una contribución 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” cobrados a las empresas generadoras y también financiados en parte por el cliente final producto de la reciente aprobación de la Ley Corta (ver abajo). Dichos peajes se calculan mediante una fórmula según la cual el propietario de las líneas de transmisión recibe un reembolso por sus costos operacionales y de inversión asociados con 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.

Tarifa de distribución a los clientes finales. La tarifa cobrada por las empresas distribuidoras a sus clientes finales se determina sobre la base de la suma del costo de compra incurrido por la empresa distribuidora (los precios nudos para la capacidad y consumo de energía al punto de compra de la empresa generadora), una sobrecarga de transmisión, un factor por las pérdidas de distribución de capacidad y energía y el valor agregado por la red de distribución (el “VAD”). El precio para la capacidad vendida de generación y distribución 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 retorno permitido sobre la inversión.

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 puede estar convenida entre las partes o, en un acuerdo ausente, determinado por un proceso administrativo que se puede apelar en los tribunales chilenos.

Desarrollos regulatorios recientes. El Congreso chileno modificó la Ley Eléctrica de Chile, efectiva a partir del 8 de junio del 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 tan graves que dichas condiciones climáticas ya no se considerarían 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 períodos de escasez energética. Las compañías multadas de conformidad a la legislación tendrán el derecho de apelar pero solamente después de haber hecho un prepagado igual al 25% de la multa.

Según lo dispuesto en la Ley Eléctrica de Chile, en su versión actualmente vigente, Endesa-Chile puede verse obligada a pagar multas a las autoridades regulatorias, 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.

- *Multas:* Las nuevas multas que podrían aplicarse a cualquier empresa eléctrica supervisada por la CNE y la SEC chilena, incluyendo a las compañías de generación, transmisión y distribución, fluctúan entre un mínimo equivalente a aproximadamente los US\$42 y un máximo equivalente a aproximadamente los US\$5 millones. Las compañías sancionadas bajo la ley tendrán el derecho de apelar pero sólo después de haber hecho un prepagado igual al 25% de la multa.
- *Pagos compensatorios hechos por las generadoras:* Si el Ministerio de Economía emite un decreto de racionamiento, las empresas generadoras pueden verse obligadas a reembolsar a las empresas distribuidoras sobre la base de tasas a prorrata para 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 nudo aplicable; y
 - (2) la diferencia entre el consumo de energía actual del usuario durante el período de racionamiento y el del mismo período del año anterior, con ciertos ajustes.

Costo de falla: La Ley Eléctrica de Chile establece un “costo de falla” que se impone a las empresas generadoras 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 costo de falla se aplica como una suma adicional que deben pagar las empresas generadoras con déficit a las empresas generadoras con superávit a las cuales compran electricidad.

El 21 de marzo del 2001, la Comisión Antimonopólica de Chile emitió la Resolución N° 525, estableciendo así una lista de 25 servicios asociados con el suministro de electricidad que deben regularse. La CNE regulaba dichos servicios durante el mes de mayo del 2004 pero dicha regulación tiene un mayor impacto en las distribuidoras de electricidad que en las generadoras.

El 30 de mayo del 2001, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 88, estableciendo que las empresas generadoras están obligadas a suministrar electricidad a SAESA, una compañía de distribución que no pudo renovar sus contratos de suministro eléctrico. Esta resolución establece también que dicho suministro (sin contrato y para clientes regulados) se entregará al precio nudo y de manera prorrateada, tomando en consideración la potencia firme de cada empresa generadora.

Las autoridades regulatorias anunciaron que el marco regulatorio del sector eléctrico en Chile se modificaría en dos etapas. En la primera, la llamada “Ley Corta”, se tratarían los temas de mayor urgencia y en la segunda, la llamada “Ley Larga”, se tratarían las demás modificaciones según se necesiten.

La “Ley Corta”

En enero del 2004 el Congreso chileno aprobó la Ley Corta que entró en vigencia en marzo del 2004. Los principales cambios introducidos por la Ley Corta 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 con respecto al precio de contrato del cliente libre del 10% al 5%.
- Un cambio en la definición de cliente regulado, reduciendo la cantidad de kW de 2000 kW a 500 kW de consumo energético (vigente en el 2006).

En nuestra opinión, la aprobación de esta ley establece un mejor escenario para las compañías en términos del potencial de realizar nuevas inversiones. No obstante, la oportunidad de desarrollar nuevos proyectos no sólo depende de los reglamentos sino también de la estabilidad y las ventajas que plantean los niveles de precio del sector.

A la fecha del presente informe anual, el proyecto final de la Ley Larga sigue en la etapa de evaluación por parte de las autoridades estatales.

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. Incluida en este grupo está la Ley Sobre Neutralización de los Residuos Provenientes de Establecimientos Industriales No 3.133 que se remonta a 1916 (“Ley N° 3133”), y que rige la descarga de desechos líquidos industriales, y el Código Sanitario que contiene 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 establecidos en la Ley N° 3.133 se publicaron el 23 de febrero del 1993 y establecen que ninguna entidad industrial puede eliminar sustancias que pueden poner en riesgo la irrigación 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 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 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 20 de marzo de 1997. Endesa-Chile aplica las pautas establecidas en el Reglamento N° 30 al análisis de sus proyectos futuros.

Derechos de agua

Endesa-Chile posee derechos de agua concedidos por la Dirección General de Aguas de Chile para la explotación del agua de los ríos y lagos cercanos a las centrales productivas de Endesa-Chile para la generación eléctrica. Bajo la ley vigente, estos derechos de agua constituyen derechos de propiedad absolutos y de duración ilimitada. Actualmente el Congreso Chileno está considerando una propuesta para revisar las leyes gobernantes de los derechos de agua. Bajo la propuesta, Endesa-Chile tendría que pagar un derecho por cada año que no utiliza una fuente de agua para la cual posee los derechos de uso.

Operaciones en Argentina

El resultado de explotación del negocio de la Compañía en Argentina representó el 13%, 4% y 10% para los años 2001, 2002 y 2003, respectivamente del resultado de explotación total de Endesa-Chile. Los ingresos y gastos de explotación para los tres años se indican en la tabla a continuación:

EL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE LAS OPERACIONES EN ARGENTINA

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
	<i>(en millones de Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación	230.017	99.137	111.279
Gastos de explotación	185.036	86.412	78.965
Resultado de explotación.....	44.981	12.725	32.313

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

Endesa-Chile participa en la generación eléctrica en Argentina a través de sus filiales Costanera y El Chocón, con un total de cinco 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 2.302 MW. En el 2003, las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de Endesa-Chile en Argentina constituyeron el 16% de la capacidad de generación eléctrica total del país.

Endesa-Chile participa también en la transmisión y la venta de electricidad en Argentina mediante sus compañías coligadas, Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM), que es propietaria del lado argentino de una línea de interconexión con Brasil, y CEMSA, una empresa comercializadora que ha suscrito contratos con generadoras para la exportación de electricidad desde Argentina a Brasil y Uruguay. Endesa-Chile cuenta con una participación del 45% en la propiedad de CTM y CEMSA por medio de sus compañías coligadas, CIEN y Endesa Argentina S.A., respectivamente. Véase “—Estructura organizacional” para obtener detalles de las empresas coligadas.

La capacidad instalada de Costanera es térmica y al 31 de diciembre del 2003 representa aproximadamente el 10% de la capacidad instalada total del Sistema Interconectado Nacional (el “SIN argentino”), único sistema interconectado grande en Argentina. La central de ciclo combinado de Costanera es la más grande de su género en Argentina y puede operar a gas natural y a diesel. La central a vapor de 1.131 MW de la compañía puede operar a gas natural o a petróleo combustible. La compañía mantiene contratos a largo plazo con los proveedores de gas natural. El suministro de combustible líquido corresponde a contratos anuales según las necesidades anuales estimadas.

En la actualidad, El Chocón es la segunda instalación hidroeléctrica privada más grande en Argentina, representando aproximadamente el 6% de la capacidad instalada del SIN argentino al 31 de diciembre del 2003. 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. 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 las filiales argentinas de Endesa-Chile:

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN ARGENTINA

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
	(MW)		
Central Costanera S.A.			
Turbina a vapor Costanera	1.131	1.131	1.131
Ciclo combinado II Costanera	851	851	851
Ciclo combinado I Central Termoeléctrica Buenos Aires.....	320	320	320
Hidroeléctrica El Chocón S.A.			
Hidroeléctrica El Chocón.....	1.200	1.200	1.200
Hidroeléctrica Arroyito	120	120	120
Total	3.622	3.622	3.622

La generación eléctrica total de Endesa-Chile en Argentina alcanzó los 8.128 GWh en el 2003, 11,5 % más que los 7.291 GWh en el 2002, pero menos que los 10.182 GWh registrado en el 2001. La participación de Endesa-Chile en el mercado de generación se situó en aproximadamente el 10% de la producción eléctrica total en Argentina para el 2003, aproximadamente el 10% para el 2002 y el 13% para el 2001.

La tabla que aparece a continuación indica la generación eléctrica de las filiales argentinas de Endesa-Chile:

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FILIAL EN ARGENTINA

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
	(GWh)		
Central Costanera S.A.	5.686	3.609	4.090
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	4.496	3.682	4.038
Total	10.182	7.291	8.128

La generación hidroeléctrica de bajo costo representó casi el 50% de la generación total del 2003, levemente menor que el porcentaje registrado en el 2002 producto de un fuerte aumento de la demanda eléctrica junto con un año relativamente seco con respecto al 2002. El porcentaje de la generación hidroeléctrica en el 2001 alcanzó el 44%, tal como se indica en la tabla a continuación:

LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TÉRMICA DE ENDESA-CHILE EN ARGENTINA

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%
Generación hidroeléctrica	4.496	44,2	3.682	50,5	4.038	49,7
Generación térmica.....	5.686	55,8	3.609	49,5	4.090	50,3
Generación total	10.182	100,0	7.291	100,0	8.128	100,0

Las ventas físicas de energía de Endesa-Chile en Argentina alcanzaron los 12.988 GWh en el 2001, los 7.897 GWh en el 2002 y los 9.259 GWh en el 2003. El aumento de las ventas del 2003 con respecto al 2002 se debe a la mayor demanda eléctrica en Argentina.

La parte que corresponde a las ventas físicas suministradas por la generación de energía propia de la Compañía alcanzó el 86% de las ventas total en el 2003 mientras que las ventas suministradas por medio de la energía adquirida de otras generadoras representaron el 14% de las ventas totales en el 2003, tal como se indica en la tabla que aparece continuación:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS DE ENERGÍA EN ARGENTINA (GWh)

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
Producción de electricidad.....	10.182	7.291	8.128
Compras de electricidad	3.045	750	1.264
Total (1).....	13.227	8.041	9.392

(1) La producción de energía más las compras de energía superan las ventas de electricidad producto de las pérdidas energéticas y el consumo propio.

La participación de la compañía en el mercado de ventas físicas bajó del 14% en el 2001 al 10% en el 2002 pero la misma aumentó al 12% en el 2003. Las ventas físicas en los años 2002 y 2003 se vieron fuertemente afectadas por la crisis económica en Argentina y la legislación promulgada por el gobierno para poder enfrentar dicha crisis a partir de enero del 2002. Véase “Ítem 3. Información clave—Factores de riesgo asociados a Argentina”. La ley exige la conversión al peso argentino de las obligaciones denominadas en dólares a un tipo de cambio de AR\$1 por US\$1 y suspendió los mecanismos de indexación de las tarifas de los servicios públicos. Producto de lo anterior, Endesa-Chile tuvo que realizar importantes ajustes en su estrategia comercial con el fin de reducir el impacto de la crisis en los retornos de la Compañía, tales como las reducciones en las ventas contratadas y la realización de ventas en el mercado de electricidad spot. Las ventas físicas contratadas disminuyeron de un 30% de las ventas totales en el 2001 a un 24% de las ventas físicas totales en el 2002. El porcentaje de las ventas contratadas en el 2003 disminuyó aún más, alcanzando el 12% de las ventas totales de Endesa-Chile en Argentina producto del sostenido nivel de incertidumbre político, económico, comercial y regulatorio. La intervención por parte del gobierno argentino en el sector energético desde el 2002 ha llevado a la crisis de gas natural que Argentina sufre en la actualidad. Para mayor información de la crisis de gas argentina, hágase referencia a “—Generación de electricidad en Argentina—la estructura industrial y el marco regulatorio—Resoluciones del gobierno adoptadas durante el 2004.”

Las ventas físicas de Costanera alcanzaron los 4.583 GWh en el 2003, comparado con los 4.178 GWh en el 2002 y los 8.395 GWh en el 2001. Las ventas contratadas en el 2003 representaron el 14% de las ventas físicas totales y las ventas del mercado spot representaron el 86% restante. Al momento de la privatización de Costanera en 1992, la compañía celebró un contrato de ventas a ocho años con Empresa Distribuidora del Sur (“Edesur”) y Empresa Distribuidora del Norte S.A. (“Edenor”), las compañías distribuidoras de electricidad de Argentina que mantienen la concesión para la distribución de electricidad en el área metropolitana de Buenos Aires. Estos contratos vencieron en el 2000 y no se han renovado. En los años 2002 y 2003 Endesa-Chile no celebró ningún contrato de ventas con compañías distribuidoras de electricidad.

La tabla que aparece a continuación indica la distribución de ventas físicas por segmento de clientes:

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTES DE ENDESA-CHILE EN ARGENTINA

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003(1)	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	3.869	29,8	1.520	23,8	1.117	12,1
Ventas no contratadas.....	9.119	70,2	6.377	76,2	8.142	87,9
Ventas totales de electricidad	12.988	100,0	7.897	100,0	9.259	100,0

(1) Las ventas en el mercado spot anticipado se incluyen como ventas no contratadas.

En mayo de 1998, anticipando el término de la construcción de la central de ciclo combinado y el vencimiento de los contratos con Edesur y Edenor, Costanera suscribió un contrato a 20 años para la venta de 500 MW de

capacidad eléctrica a CIEN, una compañía brasileña en la que Endesa-Chile tiene una participación del 45%. Unos 462 MW adicionales de la capacidad de Costanera se comprometieron mediante un contrato con CEMSA, compañía asociada en la que Endesa-Chile también tiene una participación del 45%. De los 962 MW de capacidad actualmente comprometida por Costanera, 750 MW provienen de la primera línea de interconexión entre Argentina y Brasil y 212 MW provienen de la segunda línea de interconexión entre ambos países. Producto de la alta producción hidroeléctrica en el sureste de Brasil, no existía demanda bajo estos contratos de exportación de energía en el 2003. Sin embargo, pese a que no hubo ninguna demanda para exportar la energía, Costanera ha recibido pagos por haber hecho disponible en ese mercado la capacidad de compra mínima obligada. La generación eléctrica de Costanera durante el 2004 se ha visto afectada por la crisis de gas natural en la economía argentina. La necesidad de generar electricidad mediante un combustible líquido alternativo ha ocasionado un aumento del despacho de la central de ciclo combinado II de Costanera.

Las ventas físicas de El Chocón fueron 4.676 GWh en el 2003, representando un aumento del 26% con respecto a los 3.719 GWh vendidos en el 2002 y también fueron mayores a los 4.593 GWh vendidos en el 2001. Las ventas contratadas disminuyeron de los 666 GWh en el 2001 a los 582 GWh en el 2002, alcanzando los 482 GWh en el 2003. Las ventas contratadas a la empresa minera Minera Alumbrera representaron el 100% de las ventas contratadas totales en el 2003. Los 4.194 GWh restantes se vendieron al mercado spot.

Endesa-Chile opera El Chocón mediante el pago de una tarifa que paga de conformidad a un contrato de operación con un plazo equivalente a la duración de la concesión (30 años). Endesa-Chile no puede ponerle término a dicho contrato durante el período de cinco años que rige desde la fecha en que la concesión se ha hecho efectiva. El Chocón no tiene el derecho de ponerle término al contrato de operación, salvo en caso de incumplimiento con las obligaciones acordadas por parte de Endesa-Chile. Según los términos del contrato, Endesa-Chile tiene el derecho de recibir una compensación en dólares US que se basa en los ingresos brutos anuales de El Chocón, lo que se paga en cuotas mensuales. El Chocón ha convenido en compensar a Endesa-Chile contra toda responsabilidad proveniente de la operación por parte de Endesa-Chile de las centrales que son de propiedad de El Chocón.

Las centrales argentinas de Endesa-Chile compiten con todas las grandes centrales conectadas al SIN. La competencia principal en Argentina incluye las centrales que son de propiedad del Grupo AES: San Nicolás (térmica 650 MW), Paraná (térmica 845MW) y Alicura (hidroeléctrica 1.020 MW). Petrobras Energía S.A. compite con Endesa-Chile por medio de dos centrales: Genelba (térmica 660 MW) y Petrobrás Energía (hidroeléctrica 255 MW). Las otras centrales de importancia son Piedra del Aguila (hidroeléctrica 1.400 MW) y Central Puerto (térmica 2.100 MW) que son de la propiedad de Totalfina, y TermoAndes (térmica 600 MW) de propiedad de Gener S.A. pero que no está conectada al SIN.

Generación eléctrica en Argentina – la estructura industrial y el marco regulatorio

La Ley Nacional N° 24065 de enero 1992 (la “Ley Eléctrica de Argentina”) divide el sector eléctrico en tres: 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 Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) o mediante contratos privados celebrados con otros participantes en el mercado. La transmisión se organiza sobre una base regulada. 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. La principal compañía de transmisión es la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. o Transener. La distribución abarca la transferencia de electricidad desde los puntos de suministro de los transmisores a los usuarios. Las empresas distribuidoras operan como monopolios geográficos, entregando servicio a casi todos los usuarios dentro de una región específica. Por consiguiente, las tarifas de las distribuidoras son reguladas y las empresas están sujetas a especificaciones de servicio. Las empresas distribuidoras pueden adquirir la electricidad que necesitan para satisfacer la demanda de los usuarios en el MEM o mediante contratos con compañías generadoras.

El MEM clasifica 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 usuarios en cada una de las tres categorías pueden negociar libremente los precios de sus contratos de suministro con las empresas generadoras. Todos los GUMA son 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 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:

- Comercializadores de energía, quienes comercializan la oferta y demanda de energía suscribiendo contratos entre generadores y grandes consumidores;
- Provincias que pueden vender la energía recibida bajo derechos de regalía; y
- Empresas extranjeras que son parte de los contratos de importación / exportación de energía.

Despacho y fijación de precios

El sistema de despacho eléctrico argentino, como el sistema chileno, está diseñado para asegurar que la electricidad producida en forma más eficiente llegue al consumidor. El SIN coordina la generación, transmisión y distribución de electricidad. Las empresas de generación venden su electricidad a las empresas de distribución, comercializadores de energía y grandes usuarios en el competitivo MEM a través de contratos de suministros negociados libremente o en el mercado de electricidad spot a precios establecidos por CAMMESA. La operación del MEM es responsabilidad de CAMMESA. Los accionistas de CAMMESA son empresas de generación, transmisión y distribución, grandes usuarios (a través de sus respectivas asociaciones) 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, comercializadores de energía y 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 spot promedio es el precio que pagan las empresas de distribución por la electricidad obtenida desde el fondo común y es un precio fijo que se actualiza cada seis meses por CAMMESA y que es aprobado por la Secretaría de Energía de acuerdo a la oferta, demanda, capacidad disponible y otros factores. El precio spot es mantenido por al menos 90 días. De ahí en adelante, CAMMESA actualiza los supuestos que sirven de base en los modelos empleados para establecer el precio estacionario basado en datos actualizados y resultados entregados por las compañías asociadas al MEM. Si la Secretaría de Energía encuentra variaciones significativas entre los datos nuevos y los anteriores, puede decidir cambiar el 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 y para la capacidad exigida por CAMMESA para mantener las adecuadas reservas. El precio horario pagado por la energía refleja el costo marginal de generación.

La efectiva operación de CAMMESA abarca el despacho de los recursos de generación sin importar los contratos celebrados entre las empresas generadoras, comercializadores de energía y empresas distribuidoras o 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 vender los excesos de energía desde o al fondo común a los precios spot.

Tarifas de Transmisión

La tarifa de transmisión que deben pagar las entidades involucradas en las actividades de generación y distribución y los grandes usuarios consiste en: (1) un cargo de conexión que asegura el costo de operación de los equipos que los unen al sistema de transmisión; (2) un cargo por capacidad que asegura 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.

Regulación de Operaciones Hidroeléctricas

Ley Nacional N° 23896 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 titulares 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 las quejas en contra de aquellos que poseen las concesiones se pueden escuchar y resolver.

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, operación, mantenimiento, reparación o modificación de las obras relacionadas con las represas y sus estructuras relacionadas para monitorear su seguridad y proteger a las personas y sus 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) requerir 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 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 salud pública dentro del área de las represas y estructuras relacionadas.

Medidas de emergencia

A la fecha de este informe anual, el marco regulatorio eléctrico de Argentina está pasando por cambios profundos, cuyo efecto es difícil de evaluar en términos de sus impactos en el largo plazo. Si bien la Ley 24.065 no se ha derogado formalmente, la tendencia que se ha observado durante el 2002 hasta la fecha, nos lleva a pensar que habrá mayor intervención del Estado que modificará el marco regulatorio descrito en este informe anual. En particular, en enero del 2002, la Ley de Emergencia Eléctrica se promulgó. Dicha ley autoriza al poder ejecutivo la renegociación de los contratos de concesiones de servicios públicos.

Recientes cambios regulatorios al sector eléctrico

En el 2002, la Secretaría de Energía introdujo algunas medidas regulatorias (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 US 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.

El segundo aspecto importante de estas medidas regulatorias 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.

Después de lo anterior, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución N° 246/02 que establece varios cambios regulatorios. Los que aparecen a continuación representan las medidas más significativas:

- La separación de los pagos de capacidad y de energía de tal forma que los pagos de capacidad se vinculen con la disponibilidad y que las reservas de corto plazo se regulen y se vinculen con las reservas comprometidas;
- La modificación de los derechos y obligaciones del abastecimiento de energía garantizado, las interrupciones de suministro prioritario y de demanda, y la regulación de las reservas de corto y mediano plazo para las condiciones de interrupciones de servicio con respecto a los clientes grandes;
- Un nuevo esquema de alivio de capacidad propuesta por CAMMESA;

- La integración de los factores de nudo y de adaptación para demanda sin que tengan un impacto en el cálculo de la remuneración de la transmisión variable y de la energía entregada por las generadoras y los comercializadores;
- El reconocimiento de nuevas tasas tributarias que se aplican al gas natural, al gas oil y a las transferencias de combustibles como costos adicionales;
- Las condiciones del mercado de contratos se flexibilizaron y se expandieron; y
- El ajuste de los reglamentos de generación obligada.

El 18 de Julio del 2002, la Resolución N° 317 de la Secretaría de Energía, que complementa la Resolución N° 246, aumentó el pago por capacidad de 10 Ar\$/MW a 12 Ar\$/MW durante las horas en las cuales se remunera la capacidad. Finalmente, el 2 de enero del 2003, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución SE N°1/03, cuyas características principales son las siguientes:

- se incrementa la remuneración para las generadoras con un costo variable mayor que el primer escalón del costo de falla (120 Ar\$/MWh);
- se establece un nuevo servicio de reserva para garantizar la disponibilidad en áreas donde se preverá una escasez de gas natural en el invierno;
- se ajusta la confiabilidad del servicio de reserva para cubrir la demanda de capacidad en horas de punta;
- se restablece la operación anticipada del mercado pool para las transacciones de energía estacionaria; y
- se instituye un proceso transitorio para identificar y administrar un sistema de alto voltaje y las expansiones de distribución y para mejorar la disponibilidad del suministro de energía.

Con respecto a la generación, los cambios regulatorios se introducen con el propósito de:

- aumentar la efectiva transparencia del precio spot para mejorar las predicciones de las remuneraciones de las generadoras y para facilitar sus decisiones; y
- obtener de manera paulatina un precio estacionario más estable.

Con respecto a la transmisión, los cambios regulatorios se introducen con el propósito de:

- proporcionar más adecuadas prácticas ambientales y crear un incentivo para la realización de ciertos proyectos críticos; y
- revisar las pautas operacionales y de diseño para cumplir con las exigencias de seguridad y de operaciones estipuladas por ley.

Por medio de la Resolución N° 82/2003 y la más reciente Resolución N° 784/2003, la Secretaría de Energía aprobó la programación estacionaria del invierno, las reprogramaciones trimestrales y las programaciones estacionarias del verano para el MEM, manteniendo los precios estacionarios que las distribuidoras pagan a niveles similares a los que estaban vigentes en noviembre del 2002. Por lo tanto, los precios de energía del invierno del 2003 siguen vigentes y los precios de energía del verano 2003/2004 también seguirán vigentes para evitar el aumento necesario para cubrir los precios spot a pagar a las generadoras. En consecuencia, ya se encuentra agotado el fondo de estabilización estacionaria (un fondo creado en virtud de la regulación para cobrar los precios de estabilización estacionaria que las distribuidoras pagan y para proveer los montos necesarios para cerrar la brecha entre los precios spot que varían de hora en hora y los precios estacionarios que las distribuidoras transfieren a los usuarios finales). De conformidad a la Resolución SE N° 406/2003, la Secretaría de Energía estableció un régimen de prioridades de pagos en el MEM a través del cual las generadoras no reciben su compensación sino después de que ciertos otros acreedores del MEM hayan recibido su compensación, fijando como prioridad las generadoras hidroeléctricas sólo en lo que se refiere a la cobranza de la parte de su remuneración que refleja sus costos de

explotación y de transmisión. Por otra parte, este mecanismo también eliminó el derecho de las generadoras hidroeléctricas a cobrar el precio de energía total sancionado en el mercado de electricidad spot.

Adicionalmente, el 14 de agosto del 2003, la Secretaria de Energía tomó medidas adicionales en virtud de la Resolución SE N° 240/2003 que impone “de forma temporal”, hasta que se superen ciertas supuestas restricciones aplicadas al suministro del gas natural, un techo artificial al precio spot de energía producto de haber hecho caso omiso a las efectivas restricciones al suministro de gas a las generadoras eléctricas, lo que puede suceder en las operaciones de tiempo real para el cálculo del precio spot. Según la Resolución, el MEM no considera los costos variables que reflejan los precios del combustible líquido sino sólo las tarifas del gas natural, con el fin de reconocer los costos marginales para poder definir el precio spot de energía, y excluye la posibilidad de que los valores de agua declarados por las centrales hidroeléctricas y las transacciones horarias de importaciones de energía puedan fijar los precios spot en caso de que sean mayores que los costos variables de la unidad marginal que utiliza el gas natural. Además, la Resolución SE N° 240/2003 también discrimina contra las hidroeléctricas al no permitir que reconozcan sus costos de generación superiores al precio de nudo, mientras que en cambio los costos variables mayores al precio nudo de las generadoras térmicas se siguen reconociendo como un costo de despacho en exceso temporal.

Resoluciones del Estado adoptadas en el 2004

En la actualidad, Argentina pasa por lo que se ha denominado una “crisis de gas natural”. Hacia fines del primer trimestre del 2004, el Gobierno argentino anunció la imposición de una restricción a las exportaciones y la distribución del gas natural dentro de Argentina. Las últimas publicaciones definen como la causa principal de estas restricciones la falta de inversiones en la capacidad de extracción y de transporte dentro de Argentina además de un aumento de la demanda nacional de gas natural. Según los analistas, ambos elementos se deben a la pesificación y a la fijación del precio del gas natural en Argentina desde comienzos del año 2002. El bajo precio artificial tenía como objetivo incentivar a los consumidores a sustituir la energía a base de derivados de petróleo más costosa por el gas natural, ocasionando así un crecimiento explosivo en la demanda. Por otra parte, el precio fijo del gas natural representaba un desincentivo para los productores con respecto a la inversión en actividades de extracción y a la realización de aumentos de su capacidad de extracción y de transporte. En consecuencia, el suministro existente no basta para satisfacer adecuadamente la demanda interna ni los compromisos de exportación. Las autoridades del Gobierno argentino respondieron al emitir resoluciones de restricciones sobre la distribución en el afán de reducir el riesgo de una escasez en el sector residencial. Esta crisis junto con las resoluciones del gobierno han afectado la industria eléctrica en Argentina además de las operaciones normales de la industria energética de Chile – un destino importante de las exportaciones argentinas.

En febrero del 2004, por medio de la Resolución 93/2004, la Secretaria de Energía subió los precios estacionarios, introduciendo así una segmentación de demanda de tres niveles:

- i) la demanda residencial cuyo consumo es menor a los 10 kW;
- ii) el consumo comercial y de la pequeña y mediana industria entre 10 y 300 kW; y
- iii) los grandes clientes cuyo consumo es mayor a los 300 kW.

El precio estacionario para los clientes residenciales se mantuvo igual que el precio establecido en noviembre del 2002, mientras que aumentó el precio estacionario para los otros dos segmentos en casi un 80% y 110%, respectivamente.

Estos aumentos de precios no han logrado reponer el saldo del fondo de estabilización estacionaria y, por tanto, tampoco han afectado las Resoluciones 240/2003 y 406/2003 antes señaladas que siguen vigentes.

Reglamentos ambientales

La operación de las centrales generadoras está sujeta a las leyes y reglamentos ambientales federales y locales, incluyendo la Ley Nacional N° 24051 promulgada en enero de 1992 (la “Ley de Desechos Peligrosos”) y su decreto de implementación, Decreto N° 831/93, que regulan la eliminación de desechos 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 venta de Costanera, El Chocón y Costanera deben cumplir con ciertas obligaciones

de monitoreo e informes y normas de emisiones. El incumplimiento de El Chocón y Costanera 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 Costanera. Costanera y El Chocón han presentado informes de acuerdo a la Ley de Desechos Peligrosos y su decreto de implementación, Decreto 831/93. Se les ha informado a El Chocón y Costanera que están clasificados como “posibles” generadores de desechos peligrosos. Endesa-Chile cree que El Chocón y Costanera están en cumplimiento con todas las obligaciones sustanciales relacionadas con temas ambientales.

Medidas de emergencia

A la fecha de este informe anual, el marco regulatorio eléctrico de Argentina está pasando por cambios profundos, cuyo efecto es difícil de evaluar en términos de sus impactos a largo plazo. Si bien la Ley 24.065 no se ha derogado formalmente, la tendencia que se ha observado durante el 2002 hasta la fecha nos lleva a pensar que habrá mayor intervención del Estado que modificará el marco regulatorio descrito en este informe anual. En particular, en enero del 2002 el Congreso argentino aprobó la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Reglamento de Intercambio (la “Ley de Emergencia Eléctrica”). Dicha ley autorizó la renegociación obligada del peso a un tipo de cambio de AR\$1 por US\$1 (con algunas excepciones) y autorizó además al poder ejecutivo federal la implementación, entre otras cosas, de medidas monetarias, financieras y cambiarias adicionales para superar la crisis económica en el mediano plazo, tales como la creación de un sistema para determinar la tasa a la cual se debería convertir el peso argentino a monedas extranjeras.

Desde el 3 de diciembre del 2001 hasta el 6 de mayo del 2003, el Estado argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario que incluyeron restricciones a la libre transferencia de fondos depositados en bancos y restricciones severas a 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, las cuales estaban vigentes en el 2002, se redujeron en forma progresiva durante el período comprendido entre enero y mayo del 2003.

Desde el inicio de la crisis argentina, muchas compañías en Argentina, en particular aquellas con deuda en divisas extranjeras, ha enfrentado moras temporales en el pago de ciertas obligaciones de deuda y se han visto obligadas a aceptar la renegociación constante de nuevos programas de pagos y los términos con los acreedores. En el 2003 hemos refinanciado más de US\$109 millones en deuda financiera, hemos pagado US\$31 millones en principal y hemos ampliado el vencimiento de dicha deuda de 12 a 18 meses. Costanera está morosa con el pago de un monto acumulado de US\$3,6 millones de deuda bancaria que representa la totalidad del principal restante sin pagar de un mecanismo de crédito de exportaciones. Costanera está en una fase avanzada de conversaciones con el prestador de dicho mecanismo de crédito y espera llegar a un acuerdo que establezca el pago parcial y la reprogramación de lo que queda de la deuda.

Operaciones en Perú

El resultado de explotación del negocio de la compañía en Perú representó el 19%, 20% y 18% del resultado de explotación total de Endesa Chile para los años 2001, 2002 y 2003, respectivamente. 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 PERÚ

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
	<i>(en millones de Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación	109.802	118.745	111.739
Gastos de explotación	43.111	47.563	50.442
Resultado de explotación	<u>66.692</u>	<u>71.182</u>	<u>61.297</u>

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

Endesa-Chile, a través de su filial Edegel, opera un total de ocho centrales generadoras en Perú, con una capacidad instalada total de 967 MW al mes de diciembre del 2003. Edegel es propietaria de siete centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 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 una central térmica ubicada en la ciudad de Lima, que representa los 228 MW restantes de la capacidad instalada total.

La capacidad instalada en el 2002 alcanzó los 1.003 MW, lo que es levemente mayor a la cifra correspondiente a la capacidad instalada de 967 MW del 2003. El 31 de julio del 2003, se retiraron del sistema 36 MW de la capacidad de la central térmica de Santa Rosa. Las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de Endesa-Chile en Perú representaron el 22% de la capacidad de generación eléctrica total del país según las estadísticas oficiales del Perú para el mes de diciembre del 2003.

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

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN PERÚ

	(MW)		
	2001	2002	2003
Edegel S.A. (1)			
Huínco (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) (2)	264	264	228
Total	1.003	1.003	967

- (1) Las cifras correspondientes a la capacidad instalada se relacionan con el reconocimiento de la capacidad efectiva, actualizada y aprobada por el Comité de Operación Económica del Sistema, o el COES, de Perú.
- (2) El 31 de Julio del 2003, se retiraron del sistema 35,9 MW de la central Santa Rosa, dejando así una capacidad de 227,7 MW, debido a que el costo de mantener en operación ciertas unidades superaba los ingresos percibidos por efecto de capacidad.

La generación eléctrica total de Endesa-Chile en Perú alcanzó los 4.458 GWh en el 2003, 4% más que los 4.279 GWh del 2002 y también mayor que los 4.355 GWh del 2001. La participación del mercado de generación de Endesa-Chile se situó en aproximadamente el 22% de la producción eléctrica total en Perú en el 2003, aproximadamente el 22% para el 2002 y el 23% para el 2001.

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FILIAL EN PERÚ

	(GWh)		
	2001	2002	2003
Edegel S.A.....	4.355	4.279	4.458
Total	4.355	4.279	4.458

Las condiciones hidrológicas y los niveles de las represas hicieron posible que la generación hidroeléctrica alcanzara el 99,6% de la producción total de Edegel en el 2003. La generación hidroeléctrica de Edegel ha representado más del 99% de su generación total desde el 2001. La porción de electricidad que suministra Edegel a través de su propia generación correspondía al 95,9% de las ventas físicas totales, lo que se traducía en la necesidad de comprar únicamente una pequeña cantidad de energía para cumplir con las obligaciones contractuales con los clientes.

Edegel mantiene contratos con los proveedores de diesel que fijan el costo de transporte del combustible pero que no tienen precios fijos para el petróleo ni montos fijos para el suministro de petróleo. La cantidad adquirida en

virtud de estos contratos responde a las necesidades estimadas al momento de realizar la compra y el precio se determina de conformidad a los niveles de mercado vigentes en ese momento.

La tabla que aparece a continuación demuestra la generación y compras de electricidad de Edegel para los últimos tres años:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS DE GWh EN PERÚ

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
Producción de electricidad.....	4.355	4.279	4.458
Compras de electricidad	64	65	189
Total (1).....	4.419	4.344	4.674

(1) La producción energética más las compras superaron las ventas de electricidad producto de las pérdidas energéticas y el consumo propio.

Sólo existe un sistema interconectado en Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, o el SINAC. La demanda eléctrica en el SINAC aumentó en un 5% durante el 2003 con respecto al 2002, alcanzando una demanda anual total de 20.690 GWh. La mayor demanda en Perú se debe en parte al aumento de la demanda eléctrica proveniente del sector minero cuyo crecimiento con respecto a la 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.

El 21 de noviembre del 2003, se suscribió un contrato de suministro eléctrico por 12 MW de capacidad y de energía asociada con la Compañía Minera Ares S.A.C. (“Minera Ares”), una empresa minera del Grupo Hochschild. Dicho contrato está vigente desde enero del 2004 y cuenta con un plazo de 5 años. Minera Ares explota los minerales (el oro y la plata) para las unidades mineras de Caylloma (2 MW), Minera Ares (5 MW) y Arcata (5 MW). Gracias a este contrato, Edegel no sólo aumenta su cartera de clientes mineros, sino que también se expande hacia una nueva zona geográfica del Perú.

Las ventas físicas de Edegel en el 2003 aumentaron en casi un 7% con respecto al 2002 y el porcentaje de las ventas contratadas subió en el 2003 con respecto al 2002 y el 2001, producto de un aumento de las ventas a los clientes industriales no regulados. Las ventas a los clientes regulados cayeron al 47% de las ventas contratadas en el 2003 con respecto al 50% en el 2002 y el 56% en el 2001. En promedio, siete grandes clientes industriales y comerciales representaron las ventas contratadas en cada período. El plazo promedio de expiración de estos contratos es de 11 años.

La tabla que aparece a continuación muestra la distribución de las ventas físicas de Edegel por segmento de cliente:

VENTAS FÍSICAS DE ENDESA-CHILE POR SEGMENTO DE CLIENTE EN PERÚ

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	2.931	69,1	2.829	68,0	3.134	70,5
Ventas no contratadas.....	1.308	30,9	1.329	32,0	1.309	29,5
Ventas totales de electricidad	4.239	100,0	4.158	100,0	4.443	100,0

Puesto que el SINAC es el único sistema de transmisión interconectado en el Perú, todas las generadoras que se conectan al mismo se consideran parte de la competencia. Sin embargo, la principal competencia de Endesa-Chile en Perú consiste en las generadoras hidroeléctricas, Electroperú y Egenor, cuya capacidad suma aproximadamente los 860 MW y 553 MW, respectivamente.

Generación eléctrica en Perú – la estructura industrial y el marco regulatorio

El marco regulatorio que se aplica a la industria eléctrica en Perú se basa en el modelo del marco regulatorio en Chile. Sus principales reglamentos son: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25.844) y sus reglamentos correspondientes (el Decreto Supremo N° 009-93 EM), el Reglamento Técnico sobre la Calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo N° 020-97EM), la Ley Antimonopólica para el Sector Eléctrico (Ley N° 26876) y sus reglamentos (Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI), Ley N° 26.734, que creó el régimen que supervisa las Inversiones en Energía y sus Reglamentos (Decreto Supremo N° 005-97-EM), además de la Ley Complementaria 27.699 del Organismo Supervisor de la Inversión de Energía o OSINERG (la autoridad peruana de regulación eléctrica), y la regulación para la resolución de conflictos que surjan dentro de esta institución (la Resolución N° 0826-2002-OS/CD).

Algunas de las características más importantes 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 el suministro 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); y (iii) la operación privada de los sistemas interconectados de electricidad sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio (cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos que afectan el sector).

El sector eléctrico en Perú consiste en un sólo sistema interconectado principal, el SINAC. En octubre del 2000, los dos principales sistemas interconectados, el Sistema Interconectado Central-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS) se conectaron para formar el único sistema integrado.

En Perú, el Ministerio de Energía y Minas define las políticas del sector de energía y regula 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 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, o OSINERG, es una entidad regulatoria pública y autónoma establecida en 1996 para el control del cumplimiento de los reglamentos legales y técnicos asociados con las actividades de electricidad e hidrocarburos, además de la conservación del medioambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. En septiembre del 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 SINAC de Perú de manera similar a los CDEC en Chile y prepara un estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos semi anuales de precios nudos. No obstante, el COES en Perú está compuesto por compañías de generación y transmisión; en cambio en Chile, los CDEC sólo incluyen a las empresas generadoras.

Existen desde octubre de 1997 unas normas técnicas fijas con las cuales se puede comparar la calidad y condiciones de servicio entregadas 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, y mecanismos compensatorios para aquellos clientes que reciben un servicio bajo la norma.

Despacho y fijación de precios

La metodología de despacho y la fijación de precios al nivel de generación en Perú son virtualmente idénticas a la metodología de despacho y la fijación de precios en Chile, salvo que en Perú se refiere a los precios “nudos” como precios de barra y los clientes no regulados en Perú son aquellos con una demanda de capacidad mayor que 1 MW, en cambio en Chile los clientes no regulados son los que tienen una demanda de capacidad mayor al 0,5 MW. Adicionalmente, desde 1999 el pago por capacidad se determina sobre la base de un componente fijo garantizado que se basa en la eficiencia de cada central y un componente variable que depende del nivel de despacho de cada central.

Transmisión

Al 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 permiten llevar electricidad a todos los usuarios. El concesionario de la transmisión recibe ingresos de las tarifas y 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, quienes por tanto son responsables de hacer pagos relacionados a su uso del sistema.

Fijación de precios de distribución

Las ventas de energía o capacidad hechas por las empresas de generación a las empresas de distribución para la reventa a clientes regulados deben ser hechas a precios de barra fijados por el OSINERG. Los precios de barra para energía y capacidad son publicados cada seis meses, en abril y octubre, y entran en vigor el primer día de mayo y noviembre, respectivamente. Los precios de barra son los máximos precios para la electricidad comprada por las empresas de distribución que puede ser traspasada al cliente regulado. Aunque esos precios se fijan en soles peruanos, los cálculos son principalmente efectuados en US\$. Las otras condiciones para la fijación de precios de distribución son similares a aquellas que se utilizan en Chile.

Las tarifas de electricidad para un consumidor del Servicio Público de Electricidad (clientes regulados) incluyen pagos por la energía y capacidad de la generación y transmisión (precios de barra) y del VAD, 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.

Concesiones

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

Se requiere un permiso para realizar actividades de generación cuando una central termoeléctrica, hidroeléctrica o geotérmica tiene una capacidad instalada superior a los 500 kW.

Una concesión para actividades de generación eléctrica constituye un acuerdo entre la empresa generadora y el Ministerio de Energía y Minas, mientras que un permiso es simplemente un permiso unilateral concedido por el ministerio. El ministerio concede los permisos y las concesiones bajo los procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y sus reglamentos y modificaciones. De acuerdo a los “desarrollos nacionales”, el Ministerio actualmente define las prioridades para admitir nuevas solicitudes para concesiones temporales y definitivas a ser integradas en los sistemas interconectados.

Modificaciones a la Ley de Concesiones Eléctricas

Actualmente, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (el Ministerio de Energía y Minas) ha hecho un llamado a los reguladores, representantes de los consumidores y operadores de electricidad que son miembros del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (el Comité Nacional de Energía) para discutir los cambios al marco regulatorio de electricidad. Los cambios a discutir contemplan tres áreas principales de reforma: la consolidación del sector eléctrico, la mejora de la eficiencia económica, y ciertos temas técnicos y de procedimiento. Se ha formado un subcomité para abordar cada una de estas tres áreas, dentro de las cuales el Comité Nacional de Energía intentará, entre otras cosas, incentivar la inversión privada y aumentar la competencia en el sector eléctrico con el fin de mejorar la calidad de los sistemas de transmisión, regular las interconexiones entre las líneas internacionales de transmisión eléctrica, perfeccionar la metodología empleada para determinar los costos de generación, realizar ajustes en la definición de un cliente regulado y definir los procedimientos para la adjudicación de concesiones.

Operaciones en Colombia

El resultado de explotación del negocio de la compañía en Colombia representó el 21%, 22% y 25% para los años 2001, 2002 y 2003 del resultado de explotación total de Endesa-Chile. En la tabla a continuación se indican los ingresos y gastos de explotación para los tres años:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE LAS OPERACIONES EN COLOMBIA

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
	<i>(en millones Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación	222.513	228.971	208.595
Gastos de explotación	147.391	152.842	122.611
Resultado de explotación	75.122	76.129	85.984

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

La presencia de Endesa-Chile en Colombia se basa en dos generadoras eléctricas, Betania y Emgesa. Endesa-Chile cuenta con una participación del 85,6% en la propiedad de Betania y a través de ella mantiene una participación indirecta del 22,4% en Emgesa. Si bien Betania es el operador de Emgesa, no recibe ninguna compensación a cambio.

Al 31 de diciembre del 2003, Endesa-Chile, mediante ambas filiales, operaba un total de nueve centrales generadoras en Colombia con una capacidad instalada total de 2.589 MW, el 93,4% de la cual corresponde a la generación hidroeléctrica. Betania tiene una capacidad hidroeléctrica de 540 MW que se ubica al sur de Bogotá. La capacidad instalada total de Emgesa era 2.049 MW al 31 de diciembre del 2003, el 89% de la cual correspondía a la generación hidroeléctrica. Las principales instalaciones de Emgesa se encuentran en las regiones de Cundinamarca y Huila de Colombia. En abril del 2004, Emgesa incorporó una nueva central – Tequen Dama - a sus operaciones, con una capacidad instalada de 19 MW. Dicha central se encuentra ubicada al borde del Río Bogota.

La capacidad instalada combinada total de ambas compañías disminuyó en unos 145 MW en el 2003 con respecto al 2002. Los cambios indicados a continuación que tuvieron lugar en el 2003 representan la causa de esta reducción en la capacidad instalada:

- el 10 de octubre del 2003, la Cadena Vieja (Cadena Casalaco) de las instalaciones de Emgesa suspendió sus operaciones debido a que los costos asociados al mantenimiento de esta central superaban los ingresos percibidos de la generación eléctrica de estas centrales, la que representaba 241 MW de capacidad instalada hidroeléctrica.
- el 25 de octubre del 2003, la Cadena Pagua (Cadena Nueva) realizó un aumento oficial de su capacidad instalada de unos 20 MW gracias a las mejoras en los sistemas de refrigeración de la central.
- cuatro centrales hidroeléctricas menores se incorporaron al sistema eléctrico con una capacidad instalada total de 76 MW.

Las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de Endesa-Chile en Colombia representan aproximadamente el 20% de la capacidad de generación eléctrica total del país, según las estadísticas oficiales de Colombia al mes de diciembre del 2003. Si bien la participación de mercado del 2003 es igual a la registrada en el 2002, es menor a la participación del mercado de capacidad instalada de Endesa-Chile en el 2001, la que fue aproximadamente el 23% del sistema colombiano. Se puede atribuir esta caída a lo largo de los últimos dos años tanto a la suspensión de la central hidroeléctrica Cadena Vieja como a la introducción de las nuevas centrales hidroeléctricas de la propiedad de Chivor S.A. e Isagen S.A., nuestra competencia principal en Colombia.

La tabla que aparece a continuación demuestra la capacidad instalada de generación de las filiales colombianas de Endesa-Chile:

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN COLOMBIA

	(MW)		
	2001	2002	2003
Emgesa			
Guavio (Hidroeléctrica)	1.150	1.150	1.150
Cadena Vieja (Hidroeléctrica).....	544	241	—
Cadena Nueva (Hidroeléctrica).....	580	580	600
Termozipa (Térmica)	220	223	223
Centrales menores (Hidroeléctrica).....	—	—	76
Betania			
Betania (Hidroeléctrica).....	540	540	540
Total	3.034	2.734	2.589

Aproximadamente el 91% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile en Colombia es hidroeléctrica. En consecuencia, nuestra generación física depende de los niveles de las represas y de la pluviometría anual. La generación eléctrica total de Endesa-Chile en Colombia alcanzó los 10.794 GWh en el 2003 comparada con los 10.699 GWh del 2002 y los 10.189 registrados en el 2001. La participación de Endesa-Chile en el mercado de generación en Colombia se ha mantenido estable desde el 2001 en aproximadamente el 23%. Aparte de las condiciones hidrológicas, la totalidad de la generación depende de la estrategia comercial de la compañía. El mercado eléctrico colombiano es menos regulado que los mercados de los demás países en los cuales opera Endesa-Chile. Las compañías tienen plena libertad en cuanto a su capacidad de ofrecer su electricidad al precio que ellas determinen conveniente en cualquier momento, en lugar de verse obligadas por parte de una entidad operadora centralizada a generar la electricidad según los costos marginales mínimos del sistema.

La tabla que aparece a continuación demuestra la generación de energía de cada una de las filiales colombianas de Endesa-Chile:

GENERACIÓN DE ENERGÍA POR FILIAL EN COLOMBIA

	(GWh)		
	2001(1)	2002(1)	2003
Emgesa	8.419	8.870	9.205
Betania.....	1.770	1.829	1.589
Total	10.189	10.699	10.794

(1) Se corrigieron las cifras de generación para reflejar los montos brutos y no la generación neta.

Las condiciones hidrológicas en el 2003 se tradujeron en cifras de generación menores para Betania producto de una pluviometría menor en su zona geográfica con respecto al 2002, pero el aumento de la generación hidroeléctrica de Emgesa, impulsada por mayores niveles de lluvias en su área geográfica, permite una disminución en la generación térmica y una reducción en el nivel de compras físicas de energía, con respecto al 2002. Al considerar el hecho de que la generación térmica no es significativa, representando tan sólo el 8,6% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile en Colombia al mes de diciembre del 2003 y menos que el 2% de la generación total en Colombia durante el 2003, no es crítico mantener contratos de largo plazo con los proveedores de carbón para garantizar el suministro del carbón, por lo que estos contratos se negocian en forma anual. Desde el 2001, la generación hidroeléctrica constituye más del 97% de la generación total de Endesa-Chile en Colombia.

La tabla que aparece a continuación demuestra los niveles de la producción y las compras de electricidad de las filiales colombianas de Endesa-Chile de los últimos tres años:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS EN COLOMBIA (GWH)

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
Producción de electricidad.....	10.189	10.699	10.794
Compras de electricidad	4.485	4.023	3.790
Total (1).....	14.674	14.722	14.585

(1) La producción energética más las compras de energía superan las ventas de electricidad debido a las pérdidas de energía y el consumo propio.

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 2,9% en el 2003 con respecto al 2002, alcanzando un consumo anual total de 46.113 GWh. De igual modo, el consumo eléctrico en el SIN colombiano en el 2002 aumentó en un 3,3% de los 43.373 GWh en el 2001 a 44.811 en el 2002. Las ventas físicas de Endesa-Chile, en cambio, disminuyeron tanto en el 2003 como en el 2002 con respecto al 2001. Esta caída se debe a la estrategia comercial de la compañía que estimó conveniente reducir las compras de energía que se realizan en el mercado spot.

También se ha visto afectada la demanda del mercado eléctrico en Colombia por la interconexión con el sistema eléctrico de Ecuador que entró en operaciones en marzo del 2003 y la se denomina las Transacciones Internacionales de Energía (“TIE”). Se espera a que una línea de interconexión entre Ecuador y Perú entre en operaciones en el 2004. Ambas interconexiones a través de las líneas de transmisión representan un potencial para mayor competencia ya que generadoras en Ecuador podrían generar electricidad y exportarla a Colombia. Sin embargo, es más probable que las generadoras colombianas exporten su electricidad a Ecuador debido al nivel de capacidad y a los niveles de precios de cada país.

Durante el 2003, Emgesa prestó servicios a un promedio de 715 clientes, incluyendo los clientes regulados y no regulados, y Betania prestó servicios a un total de 7 clientes regulados. Las ventas de Endesa-Chile a la empresa distribuidora Codensa representaron el 34% de sus ventas totales en el 2003. Las ventas físicas a los seis clientes no regulados más grandes alcanzaron el 2,1% en su totalidad.

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

VENTAS FÍSICAS DE ENDESA-CHILE POR SEGMENTO DE CLIENTES EN COLOMBIA

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	9.211	63,1	8.373	57,2	9.333	64,4
Ventas no contratadas.....	5.380	36,9	6.266	42,8	5.148	35,6
Ventas totales de electricidad	14.591	100,0	14.639	100,0	14.481	100,0

La competencia más importante de Endesa-Chile en Colombia incluye las siguientes empresas estatales: Empresas Públicas de Medellín, cuya capacidad instalada total fue 2.471 MW en diciembre del 2003; Isagen, cuya capacidad instalada total fue 2.091 MW en diciembre del 2003; y Corelca, cuya capacidad instalada fue 1.178 MW en diciembre del 2003. Endesa-Chile compite también con las siguientes empresas abiertas en Colombia: EPSA, cuya capacidad instalada total fue 1.059 MW en diciembre del 2003 y Chivor que es de propiedad de AES, cuya capacidad instalada total fue 1.000 MW en diciembre del 2003.

Generación eléctrica en Colombia – la estructura industrial y el marco regulatorio

La Constitución colombiana establece que es el deber del gobierno asegurar que los servicios públicos estén disponibles de manera eficiente a todos los habitantes del país. 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, a sus grandes clientes o a sus servicios; (6) cooperar con las autoridades en caso de emergencias para evitar daños a los usuarios; y (7) informar a la comisión regulatoria apropiada y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (“SSP”) sobre el inicio de sus actividades.

La Ley Eléctrica de Colombia establece los siguientes principios para la industria eléctrica, que se implementan en las resoluciones promulgadas por la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (“CREG”) y otros organismos regulatorios que rigen el sector eléctrico: (1) la eficiencia – la correcta asignación y uso de recursos 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 de 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.

Previo a la aprobación de la Ley Eléctrica de Colombia, el sector eléctrico colombiano contaba con una gran integración vertical. La Ley Eléctrica de Colombia separadamente regula la generación, transmisión, comercialización y distribución (las “Actividades”). Bajo esta ley, cualquier compañía nacional o internacional puede participar en cualesquiera 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.

A partir del 1 de enero del 2002, la participación de mercado de las empresas generadoras, comercializadoras y distribuidoras se ha limitado de la siguiente manera:

- Una empresa generadora no puede poseer más del 25% de la capacidad instalada de generación en el SIN colombiano;
- La participación de una comercializadora no puede representar más del 25% de la actividad de comercialización en el SIN colombiano; y
- La participación de una distribuidora no puede superar el 25% de la actividad de distribución en el SIN colombiano.

Con el fin de calcular estos límites, la participación de cualquier compañía se suma a la de las demás compañías en el mismo grupo comercial, de las mismas compañías matrices, de las filiales y las coligadas. Adicionalmente, está en vigencia a partir del 1 de enero del 2002 el reglamento limitando al 25% la participación de las empresas generadoras en una distribuidora, y viceversa; sin embargo, esta limitación sólo se aplica a las compañías individuales y no excluye la propiedad múltiple de compañías del mismo grupo comercial, ni de sus compañías matrices, filiales y coligadas. El 2000, la CREG emitió la Resolución 42, estableciendo que ninguna empresa generadora puede aumentar, directa o indirectamente, su participación en el Mercado de Generación a través de adquisiciones o fusiones, si el total de los MW de la Capacidad Efectiva Neta que resulte supere la llamada “Banda de Capacidad” según fijada por la CREG. Mediante la Resolución 5 del 2002, la CREG fijó la banda de capacidad en los 4.250 MW. La resolución 042-1999 de la CREG también incluye algunas reglas para determinar la participación de una compañía y sus inversionistas en el negocio de la generación, distribución y comercialización.

El Ministerio de Minas y Energía define las políticas del gobierno para el sector de energía. Las demás entidades que juegan un papel importante en la industria eléctrica son: (1) la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (“SSPD”), a cargo de la fiscalización e inspección de las compañías constituidas como compañías de servicios públicos; (2) la CREG, a cargo de la regulación de los sectores de energía y de gas; y (3) la Unidad de

Planeación Minera y Energética, a cargo de la planificación de actividades de expansión junto con el Comité Asesor para el Planeamiento de la Transmisión (“CAPT”), que determina la expansión de la red de generación y transmisión, entre otras cosas.

Bajo la Ley Eléctrica de Colombia, la CREG 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. Las principales funciones de la CREG son las siguientes: (1) establecer las condiciones para la liberalización paulatina del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo; (2) aprobar los cargos para las redes de transmisión y distribución y los cargos para la comercialización a usuarios regulados; (3) establecer la metodología para calcular y fijar las tarifas mínimas para el suministro del mercado regulado; (4) establecer los reglamentos de operación para la planificación y coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional de Colombia; (5) establecer los requisitos técnicos para la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro; y (6) velar por los derechos del consumidor.

Las resoluciones de la CREG no requieren la aprobación del Congreso. La Ley N° 142 de 1994 establece que cualquier resolución de la CREG, que da lugar a un derecho u obligación de una compañía de servicios públicos individual, puede ser refutada primero a través de un recurso de reposición, una apelación a la CREG que toma una decisión o promulga un acto administrativo, requiriendo una revocación, modificación o clarificación a sus decisiones o resoluciones; y segundo por medio de un litigio presentado ante los tribunales administrativos. Las resoluciones de una naturaleza general se pueden refutar mediante un litigio presentado ante un tribunal administrativo. La CREG también tiene la autoridad de resolver disputas entre las partes participando en los sectores de electricidad y de gas, a solicitud suya, mediante el arbitraje, cuando la disputa se relaciona con la interpretación de reglas operacionales o comerciales.

EL sector de generación se organiza sobre una base competitiva, donde las empresas generadoras venden su producción en el mercado de electricidad spot o 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 a los usuarios no regulados a precios libremente negociados. El SIN colombiano es el sistema eléctrico colombiano formado por los siguientes elementos: las centrales de generación, la red de interconexión, las líneas de transmisión regionales e interregionales, 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 por hora que se paga por la energía refleja los precios ofrecidos por las empresas generadoras en la Bolsa y la respectiva oferta y demanda. Las empresas generadoras conectadas al SIN también reciben un cargo por capacidad, siempre que cumplan con ciertas condiciones establecidas en la Resolución 116 de 1996 de la CREG (“Resolución 116”), modificada mediante la Resolución 113 de 1998, las Resoluciones 47 y 59 de 1999 y las Resoluciones 77 y 111 del 2000. El cargo por capacidad se calcula de conformidad con las fórmulas también incluidas en dichas Resoluciones. Desde la creación del mercado eléctrico mayorista en julio de 1995, se han intercambiado cantidades relativamente estables de energía entre las empresas generadoras y distribuidoras, actuando en calidad de comercializadoras. Inicialmente, se les exigía a las compañías de distribución celebrar contratos para el suministro del 100% de su mercado no regulado, y a pesar de que este requisito se ha flexibilizado de manera paulatina, las compañías de distribución aún tienden a asegurarse contratos para una gran proporción de su mercado no regulado.

Despacho y fijación de precios

La compraventa de electricidad se puede desarrollar entre empresas generadoras, distribuidoras actuando en calidad de comercializadoras, comercializadoras (que no generan ni distribuyen electricidad) y los clientes no regulados. No existen restricciones que limiten la entrada de nuevos participantes al mercado siempre que dichos participantes cumplan con las leyes y reglamentos vigentes.

La principal función de la Bolsa es permitir la venta de energía en exceso no comprometida bajo contratos y la venta spot de electricidad. Sus operaciones se asemejan a las de la Bolsa de electricidad que operan en Argentina, Inglaterra y Gales. En la Bolsa, un precio spot por hora para todas las unidades despachadas es establecido 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 oferta de precio, comenzando con la oferta más baja, estableciendo así por hora el orden de mérito según el cual las empresas generadoras despacharán al día siguiente para poder 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, incrementada debido a la cantidad total de energía exportada a otros países sea satisfecha con la combinación menos costosa de unidades generadoras disponibles en el país. Durante el 2003, la Resolución 004 de la CREG, que entró en vigencia al iniciarse las transacciones con Ecuador, regulaba las transacciones de electricidad internacionales a corto plazo. Además, el CND realiza el “despacho planificado”, que toma en consideración las limitaciones 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 como respuesta a cualquier cambio que afecte el sistema (por ejemplo, la demanda, la disponibilidad efectiva de las centrales, las restricciones del sistema, etc.) que pueden suceder 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 fijan para cada empresa generadora de la siguiente manera: a las generadoras restringidas (aquellas cuya generación real es menor que el despacho óptimo) se les cobra la diferencia, valorada a su precio de oferta; y, a las empresas generadoras sin mérito (aquellas cuya generación real es mayor que el despacho óptimo) se les acredita la diferencia, también evaluada a su precio de oferta. El valor neto de estas restricciones se asigna de manera proporcional a todas las comercializadoras dentro del SIN colombiano, según sus demandas de energía. Los ataques de guerrilleros en la infraestructura de transmisión dieron lugar a un aumento significativo de las restricciones, lo que a su vez dio lugar a reclamos 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 la suma del precio de oferta y el precio spot. Las generadoras sin mérito deben respetar un techo máximo sobre el precio reconocido, de conformidad con los valores preestablecidos. Esta Resolución, que todavía está en vigencia 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 con estas restricciones.

El dominio de la generación hidroeléctrica y las variaciones estacionales marcadas en la hidrología colombiana producen un alto grado de volatilidad de precios en la Bolsa. Con el fin de aumentar la previsibilidad y mitigar la volatilidad de los precios de venta spot, la CREG introdujo un nuevo cargo a la potencia firme según la Resolución 116 (el “Cargo por Capacidad”), en efecto a partir del 1 de diciembre de 1997, modificada en la Resolución 113 de 1998, las Resoluciones 47 y 59 de 1999 y las Resoluciones 77 y 111 del 2000. El cargo por capacidad consiste en un cargo mensual fijo que pretende ser equivalente a los costos de capital para una turbina de gas de ciclo abierto. El Cargo por capacidad remunera a las generadoras por la potencia firme disponible en el SIN colombiano durante períodos de hidrología crítica. Las generadoras reciben el pago del Cargo por capacidad independiente del despacho efectivo de la central, siempre que su disponibilidad declarada supere ciertos límites y que las empresas cumplan con las demás condiciones establecidas en la Resolución 116 y sus modificaciones. El Cargo por capacidad proporciona a las generadoras una fuente de ingreso fijo que depende principalmente de la propia energía firme de la generadora. El CND puede verificar la disponibilidad declarada de una generadora y la SSPD puede imponer sanciones si la disponibilidad efectiva es menor que la disponibilidad declarada. Si la disponibilidad de una generadora es menor que el límite mínimo, la generadora no recibe la cantidad total del Cargo por capacidad.

Si la disponibilidad de una generadora es menor que el límite mínimo durante la temporada seca, entre el 1 de diciembre y el 30 de abril de cada año, la generadora sólo recibe el Cargo por capacidad equivalente a su disponibilidad efectiva. Además, el límite mínimo para la temporada de lluvia (entre el 1 de mayo y el 30 de noviembre de cada año) se determina sobre la base del valor más bajo entre el límite mínimo y la disponibilidad efectiva promedio durante la temporada seca.

En el 2000, la Resolución 111 modificó el cálculo del Cargo por Capacidad para las generadoras, corriendo el balance a favor de las generadoras térmicas y en contra de las hidroeléctricas. El Cargo por Capacidad de una central en particular, se calcula sobre la base de la energía firme que se podría suministrar durante un período de sequía, suponiendo las condiciones hidrológicas que prevalecieron durante el fenómeno El Niño que ocurrió entre 1992 y 1994. Según la Resolución 111 (2000), el cargo por capacidad de una central en particular se calcula sobre la base de la energía firme que se podría suministrar durante un periodo hipotético que supone las más severas condiciones hidrológicas.

En marzo del 2003, el mercado spot colombiano estableció las TIE con Ecuador y durante ese año Colombia exportó 1.129 GWh e importó 67 GWh. Véase la sección titulada “Operaciones en Colombia” para obtener mayor información.

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 las mismas condiciones 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 a ser pagada por las generadoras, las distribuidoras y las comercializadoras, consiste en:

- Un cargo por conexión que asegura el costo de operación de los equipos que unen al usuario con el sistema de transmisión, el cual no es pagado si el generador es el dueño de los equipos de conexión; y
- Un cargo por uso, aplicable solamente a los comercializadores, efectivo a partir del 1 enero del 2002.

El STN regula los ingresos para 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 valor nuevo de reemplazo de las redes y de los equipos existentes al 1 de enero del 2000, y en el caso de nuevos proyectos, por el valor resultante de los procesos de licitación adjudicados en la expansión del STN. Hasta el 2001, el valor mensual requerido para compensar a las empresas de transmisión dentro del STN estaba asignado de la siguiente forma: 25% por generadores y 75% por comercializadores del STN. A partir del 1 de enero del 2002, el valor fue asignado 100% entre los comercializadores del STN en proporción a la demanda de energía registrada por todos sus clientes.

De acuerdo a la Resolución CREG 51/98, con la excepción de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (la empresa de transmisión de propiedad estatal), ninguna empresa puede ser dueña de más del 25% del STN.

La expansión del STN se lleva a cabo de acuerdo al plan modelo de expansión diseñado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (“UPME”) y según los procesos de licitación abiertos a las existentes y nuevas empresas de transmisión, que son administradas por el Ministerio de Minas y Energía, siguiendo las instrucciones establecidas en la Resolución CREG 51 de 1998. De acuerdo a esa Resolución, la construcción, operación y el mantenimiento de nuevos proyectos se adjudica a la Compañía que demanda el menor valor presente de flujos de caja necesario para llevar a cabo el proyecto.

Distribución

La Distribución es definida como la operación de redes locales menores a 220 kV. Cualquier usuario puede tener acceso a las redes de distribución siempre que el usuario pague un cargo por conexión. La CREG regula 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. Los cargos aplicados por el uso del sistema (cargos “DUOS”) para cada empresa son aprobados por la CREG y varían según el nivel de voltaje.

La CREG debe calcular los cargos DUOS para cada empresa. La metodología definida por la CREG para establecer los cargos para los cinco años que terminan el 31 de diciembre del 2002 está contenida en la Resolución 99 de 1997 y se basa en el costo de reemplazo de los activos de distribución prevalecientes 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 esa condición) y en un supuesto costo de oportunidad de capital, así como los gastos de explotación y de mantenimiento.

Comercialización

La comercialización es la reventa directa a los usuarios finales de electricidad comprada en el mercado mayorista y puede ser realizada por las empresas generadoras, distribuidoras o agentes siempre que cumplan con los requisitos de la CREG. Los precios de comercialización para los usuarios no regulados se pactan libremente entre las partes. La comercialización con usuarios regulados está sujeta a un “régimen de libertad regulado” en donde cada comercializadora fija las tarifas utilizando las opciones de tarifas basadas en una fórmula establecida por la CREG en la Resolución 31 (1997) para un período de cinco años que termina el 31 de diciembre del 2002. Las tarifas se determinan de acuerdo a una combinación de los siguientes factores:

- Las fórmulas generales de costo dadas por la CREG; y
- Los costos individuales de comercialización aprobados por la CREG para cada comercializadora.

Los costos aprobados son costos máximos, por ende los comercializadores pueden fijar las tarifas, aplicando costos más bajos sustentados por razones económicas debidamente fundamentadas. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, los costos para la compra de electricidad por la entidad comercializadora, los cargos por transmisión, los cargos por distribución y un margen que cubre los riesgos de la actividad y el retorno sobre la inversión.

El mercado de distribución se divide en clientes regulados y no regulados. Los clientes en el mercado no regulado tienen libertad para contratar el suministro de electricidad directamente de una generadora o distribuidora, actuando en su calidad de comercializadoras, o de una comercializadora pura. Inicialmente, el mercado de clientes no regulados consistía en aquellos clientes con una demanda de punta mayor que los 2 MW, que corresponde a aproximadamente 260 grandes clientes industriales y comerciales y representan alrededor del 5% del mercado de suministro. Este punto mínimo de demanda de punta se redujo a 1 MW el 1 de enero de 1997, a 0,5 MW el 1 de enero de 1998, y a 0,1 MW el 1 de enero del 2000, o un consumo mensual mínimo de 55 MWh.

Puesto que la CREG no tomó ninguna decisión respecto de la nueva fórmula de tarifas a aplicarse durante el siguiente período de tarifas, la metodología actual se mantiene vigente en el 2003. Se espera a que la CREG determine en el segundo semestre del 2004 la nueva fórmula de tarifas, el margen regulado para las actividades de comercialización y las condiciones de competitividad de la industria.

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, con un enfoque especial en la definición, emisión y ejecución de las políticas y los reglamentos en busca de la recuperación, conservación, protección, organización, administración y 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 permisos y licencias ambientales o el establecimiento de planes de manejo ambiental. La ley pone particular atención en la prevención del impacto ambiental de las entidades del sector eléctrico. Cualquier entidad que contemple llevar a cabo proyectos o actividades asociadas a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que pueda ocasionar un deterioro ambiental, debe primero obtener una licencia medioambiental.

Desde 1993, Colombia ha experimentado una expansión importante de sus reglamentos ambientales como producto de la Ley N° 99. Esta ley requiere que las empresas generadoras contribuyan a la conservación del medioambiente por medio de un pago para el uso de la generación eléctrica. Las generadoras hidráulicas deben pagar 6% de su generación y una generadora térmica debe pagar 4%. Este pago se hace a las municipalidades y a las corporaciones ambientales donde se encuentren ubicados su maquinaria, embalses y cuencas de ríos que mantienen las aguas que ellos usan para sus operaciones.

Operaciones en Brasil

El resultado de explotación del negocio de la compañía en Brasil representó el 8%, 5% y 1% para los años 2001, 2002 y 2003 del resultado de explotación total de Endesa-Chile. En la tabla a continuación se indican los ingresos y gastos de explotación para los tres años:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN TOTAL DE LAS OPERACIONES EN BRASIL

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
	<i>(en millones de Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación	67.939	51.918	30.792
Gastos de explotación	39.741	34.767	27.135
Resultado de explotación	28.198	17.151	3.657

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

Endesa-Chile participa directamente en el mercado eléctrico brasileño a través de su filial Cachoeira Dourada, en la cual Endesa-Chile posee una participación total del 92,51% en su propiedad. Endesa-Chile participa también en la comercialización y el transporte de electricidad entre Argentina y Brasil mediante su compañía coligada no consolidada, CIEN, en la cual Endesa-Chile posee una participación del 45% en su propiedad. Véase “Estructura organizacional” para obtener detalles. Por medio de CIEN, Endesa-Chile ha participado en un proyecto de interconexión de 2.000 MW, que corresponde a la línea de transmisión interconectada entre Argentina y Brasil.

Cachoeira Dourada opera una instalación hidroeléctrica de pasada de 658 MW en el Estado de Goiás, al sur de Brasilia, que representa menos que el 0,8% de la capacidad instalada total de Brasil.

La capacidad instalada de la compañía se ha mantenido estable en los 658 MW durante los últimos tres años, a pesar de que la capacidad instalada en Brasil aumentó en 7.000 MW en el 2002 y 4.200 MW en el 2003.

CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN EN BRASIL

	(MW)		
	2001	2002	2003
Cachoeira Dourada	658	658	658
Total	658	658	658

La generación física total de la compañía en el 2003 fue 3.024 GWh, representando un aumento de 22,6% con respecto al 2002. De igual modo, la generación física en el 2002 fue mayor con respecto al 2001, aumentando de 2.256 GWh en el 2001 a 2.467 GWh en el 2002. La central de Cachoeira Dourada es hidroeléctrica y por lo tanto su capacidad de generación depende en gran medida de las lluvias caídas en la región donde opera. Las condiciones hidrológicas favorecieron la generación eléctrica de Cachoeira Dourada en el 2003, mejorando así el porcentaje promedio de la capacidad instalada total utilizada de la central de aproximadamente 43% en el 2002 a 53% en el 2003.

La tabla que aparece a continuación muestra la producción y las compras físicas de energía de Cachoeira Dourada:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS DE GWh EN BRASIL

	Al 31 de diciembre del		
	2001	2002	2003
Producción de electricidad.....	2.256	2.467	3.024
Compras de electricidad	1.471	1.125	745
Total (1)	3.727	3.592	3.769

(1) Es posible que la producción de energía más las compras de energía supere las ventas de electricidad producto de las pérdidas de energía y el consumo propio.

Cachoeira Dourada tiene un contrato de compra mínima obligada a largo plazo que se suscribió en septiembre de 1997 cuando Endesa-Chile adquirió la concesión de Cachoeira Dourada con Companhia Elétrica de Estado de Goiás S.A. (“CELG”), la empresa distribuidora estatal de la región. Dicho contrato tiene un plazo a 15 años y durante los primeros cinco se le exigía a CELG la compra de toda la electricidad que Cachoeira Dourada producía. Dicha cantidad se redujo al 10% al año a partir del sexto año. Por lo tanto, se disminuyeron las ventas físicas a CELG en un 10% en el 2003 con respecto al 2002. La electricidad generada por mes mas allá del compromiso contractual de Cachoeira Dourada con CELG se vende a terceros, incluso en el mercado spot. En la actualidad, este contrato es objeto de un conflicto, según se explica a continuación.

La demanda eléctrica en Brasil aumentó en un 6,6% en el 2003 y en un 5,2% en el 2002 después de haber sufrido una disminución en el 2001 que fue producto del programa de racionamiento que impuso el gobierno con el objetivo de limitar la cantidad de electricidad que los consumidores podrían utilizar.

La tabla que aparece a continuación demuestra la distribución de las ventas físicas de Cachoeira Dourada por segmento de clientes:

VENTAS FÍSICAS DE ENDESA-CHILE POR SEGMENTO DE CLIENTE EN BRASIL

	Al 31 de diciembre del					
	2001		2002		2003	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	3.706	99,4	3.572	99,5	3.427	90,9
Ventas no contratadas.....	22	0,6	19	0,5	342	9,1
Total	3.728	100,0	3.591	100,0	3.769	100,0

A pesar de este aumento en las ventas físicas, el resultado de explotación de Brasil fue Ch\$3.657 millones en el 2003, 79% menos que los Ch\$17.151 millones en el 2002. El menor resultado de explotación de Cachoeira Dourada se debe a un conflicto contractual con su cliente más importante, CELG. El contrato que tiene Cachoeira Dourada con CELG, vigente desde la fecha en que se le concedió la concesión de la central a Endesa-Chile en 1997, ha sido el objeto de una disputa en los tribunales brasileños. En febrero del 2003, CELG suspendió sus pagos a Cachoeira para poder comprar electricidad en el mercado spot donde en ese instante los precios eran menores que los precios del contrato. CELG no volvió a hacer pagos hasta que se emitió un fallo legal provisional en julio del 2003, determinando que CELG debía comenzar a pagar al menos una parte de las facturas vencidas. Actualmente, CELG está realizando los pagos pero se basan en un precio y cantidad menores de energía que lo estipulado en el contrato. En consecuencia, como una medida contable conservadora, Cachoeira Dourada sólo registró las facturaciones mensuales parciales enviadas a CELG para el período comprendido entre julio y diciembre del 2003 y de enero hasta mayo del 2004. El 16 de junio del 2004, se anuló el fallo legal provisional emitido en julio del 2003, lo que le obliga a CELG a pagar el 100% del contrato. Para obtener mayor información, véase “Ítem 3. Factores de riesgo— Factores de riesgo asociados a Brasil— Los precios de energía más bajos en Brasil conllevaron el incumplimiento de contratos por parte de los clientes de nuestras filiales y empresas asociadas, lo que puede impactar el monto de dividendos que recibamos de dichas inversiones.”

Las operaciones de los demás negocios en que participa Endesa-Chile en Brasil se incluyen en el estado de resultados como no operacionales, considerando que una empresa coligada y no una filial las desarrolla en Brasil, a

saber, CIEN. CIEN posee, opera y comercializa el lado brasileño de dos líneas de transmisión interconectadas que unen las redes de Argentina y Brasil. Según se detalla en “Vista general del negocio—Operaciones en Argentina,” CTM y TESA son propietarias del lado argentino de dichas líneas de interconexión.

CIEN ha celebrado cuatro contratos para la venta de energía en Brasil con los siguientes clientes: Furnas Centrais Elétricas S.A. (“FURNAS”); *Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A.* (“GERASUL”); *Companhia Paranaense de Energia - COPEL* (“Copel”) y *Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro* (“Cerj”). Los contratos contemplan precios fijos denominados en reales, indexados en parte al dólar. Los contratos con GERASUL y FURNAS no son “contratos de compra mínima obligada” en cuanto a la cantidad de energía a adquirir sino que exigen el suministro de 1.000 MW de capacidad en todo momento. De igual modo, con el fin de satisfacer sus compromisos con sus clientes brasileños, CIEN mantiene contratos con las generadoras argentinas, incluso con la filial argentina de Endesa-Chile, Costanera.

De enero del 2003 hasta agosto del 2003, Copel suspendió el pago de sus contratos de energía y de capacidad con CIEN pero volvió a hacer pagos en agosto del 2003 cuando se llegó a un acuerdo que modificó los términos del contrato original y estableció que CIEN debe recibir el pago correspondiente a las facturas vencidas. De conformidad al acuerdo modificado, el compromiso de CIEN para entregar 800 MW de capacidad a Copel se redujo a la mitad, pese a que el precio por unidad relacionado aumentó. La anulación del compromiso por capacidad de CIEN frente a Copel le ha permitido a CIEN la flexibilidad para buscar oportunidades en el mercado.

Generación eléctrica en Brasil – la estructura industrial y el marco regulatorio

La industria eléctrica en Brasil se organiza de acuerdo a un gran sistema eléctrico interconectado que se denomina el Sistema Interconectado Nacional (“SIN brasileño”) y que comprende las compañías eléctricas en las zonas sur, sureste, central y oeste, noreste y partes de las regiones en el norte de Brasil, además de otros pequeños y aislados sistemas.

Las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro se encuentran separadas en virtud de la ley brasileña. Los clientes no regulados en Brasil actualmente consisten en aquellos que exigen 3.000 kW o más, aunque en la actualidad este punto mínimo está en tela de juicio.

Bajo el actual marco regulatorio, la industria eléctrica en Brasil está principalmente regulada por el União, actuando a través del Ministerio de Minas y Energía, el cual tiene exclusiva autoridad sobre el sector eléctrico a través de sus poderes concesionarios y regulatorios. Las políticas regulatorias para el sector son implementadas por la *Agencia Nacional de Energia Elétrica* o ANEEL. La ANEEL, en nombre del União, es responsable, entre otras cosas de: (1) garantizar 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; (2) supervisar y auditar las empresas concesionarias; (3) emitir regulaciones para el sector eléctrico; (4) planificar, coordinar y ejecutar estudios sobre recursos hídricos y la concesión de nuevas centrales hidroeléctricas y la definición del uso óptimo de los recursos hídricos; (5) tomar decisiones con el fin de resolver, como una materia administrativa, las diferencias entre las concesionarias, productores independientes, consumidores y otros participantes de la industria; (6) establecer los criterios para calcular los precios de transmisión; (7) imponer multas contractuales y regulatorias; o (8) poner término a una concesión, en aquellos casos contemplados en la ley y/o en un acuerdo de concesión.

Además, Eletrobrás, la empresa federal eléctrica de servicios públicos, está a cargo de establecer las políticas generales con respecto al sector eléctrico y coordinar su planeación, financiamiento y operaciones. Las funciones de planeación corresponden a dos comités ejecutivos coordinados por Eletrobrás, el *Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas* (el “GCPS”) y *Grupo Coordenador de Operações Interligadas* (el “GCOI”), el cual incluye representantes de cada una de las principales concesionarias. El GCPS coordina la expansión del sistema eléctrico del país y el GCOI coordina su operación.

En marzo de 1999, de conformidad a los términos de la Ley N° 9648/98, la coordinación y el rol supervisor del GCOI sobre la generación y transmisión de energía en el sistema interconectado se transfirieron al *Operador Nacional do Sistema Elétrico* o ONS, una entidad privada sin fines de lucro en la cual los concesionarios y consumidores no regulados participan como miembros con derecho a voto y el Ministerio de Energía y Minas y el directorio de los Consumidores participan como miembros sin derecho a voto. El ONS es responsable de la coordinación y la supervisión de la generación y la transmisión de energía en los sistemas interconectados.

La Ley N° 8631 (1993), en vigencia desde 1993, dramáticamente cambió la estructura regulatoria que regía las tarifas de electricidad en Brasil. El nuevo sistema abolió la tasa de retorno real anual garantizada de las empresas de servicios públicos (“Retorno Garantizado”) y el sistema de tarifas eléctricas uniformes a través de todo el país. Las reformas exigieron un ajuste automático por inflación de las tarifas de acuerdo a una compleja fórmula paramétrica multivariable. La Ley N° 8631 (1993) estableció que las tarifas eléctricas deberían reflejar el costo de operación de cada empresa más una cierta rentabilidad sobre el capital, el cual no es un retorno predefinido, sino un equilibrio financiero / económico.

En diciembre de 1994, el gobierno brasileño introdujo el “Plan Real”. El “Plan Real”, específicamente en la industria eléctrica, suplantó las leyes de fijación de precios anteriores. Bajo el plan real, el incremento de las tarifas para las empresas de servicios públicos debido a la inflación deja de estar automáticamente garantizado. En un intento de reducir la inflación, el “Plan Real” prohibió ajustes de precios por períodos menores a un año en todos y cada uno de los contratos. Los precios se revisan y se corrigen anualmente bajo el Plan Real.

Liberalización

Se reemplazaron los reglamentos de concesiones de Brasil por dos estatutos promulgados en 1995: Ley N° 8.987 del 13 de febrero de 1995 (la “Ley de Concesiones”) y la Ley N° 9.074 del 7 de julio de 1995 (la “Ley del Sector Energético”). La Ley de Concesiones y la Ley del Sector Energético dieron lugar a cambios significativos en los reglamentos para las concesiones de los servicios públicos y la norma para la renovación y aprobación de concesiones. Los objetivos de las nuevas leyes 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.

La Ley del Sector Energético también introdujo el concepto del PIE (o productor independiente de energía) como un factor más en la apertura del sector eléctrico hacia la inversión privada. La Ley del Sector Energético también establece la formación de consorcios para la generación de energía para empresas de servicios públicos, para el uso de los afiliados del consorcio, para la producción independiente de energía o para una o más de cualquiera de estas actividades, todas las cuales se rigen según las normas aplicables. Los auto productores (productores que generan energía principalmente para su consumo propio) pueden (i) contribuir o intercambiar energía con otros auto productores dentro de un consorcio, (ii) vender el superávit de energía a los concesionarios locales de distribución o (iii) intercambiar energía con los concesionarios locales de distribución 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 los productores independientes y los auto productores. 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 generara energía sobre 1 MW en el caso de un PI y 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 PI 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 cuentan con plazos de 35 y 30 años, respectivamente, con la posibilidad de 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 a los PI, los auto productores, los proveedores y a los consumidores acceso a los sistemas de distribución y transmisión, siempre que los concesionarios reciban un reembolso por sus costos relacionados. La ANEEL ha determinado la base sobre la cual se reembolsarán dichos costos.

Además de la liberalización y competencia introducida por la Ley de Concesiones, la administración de Cardoso estudió la industria energética e implementó cambios adicionales significativos, incluyendo entre otros, las reestructuraciones y privatizaciones de los activos de propiedad del Gobierno Federal, con la intención de crear una industria eléctrica más competitiva.

El gobierno federal de Cardoso solicitó a los consultores independientes que entregaran sus recomendaciones para realizar la reestructuración del régimen en anticipación de la privatización del sector eléctrico brasileño. Dichas recomendaciones se contemplaron en la Ley N° 9648/98, mediante la cual el gobierno federal estableció la creación

del Mercado Eléctrico Mayorista, conformado por las compañías de distribución y generación. El precio que se ofrece en el Mercado Eléctrico Mayorista se determinará según las condiciones de mercado. De acuerdo a este modelo, las compañías contarán con una capacidad contratada definida hasta el 2003, momento en el cual se aplicaría una reducción anual a una tasa del 25% a dicha capacidad. La primera agrupación de energía se liberalizó el 1 de enero del 2003 después de haberse sometido a una subasta entre las generadoras en septiembre del 2002. Tuvo poco éxito la subasta en la que tan sólo el 33% de la energía ofrecida efectivamente se subastó. La falta de interés se debió en parte a menores expectativas de crecimiento con respecto a la demanda energética en Brasil y en parte a los cambios en los patrones de consumo que se registraron posteriormente al racionamiento, mediante los cuales los consumidores continúan ahorrando energía de la misma forma en que lo hacían bajo las exigencias legales vigentes durante el período de racionamiento.

El ex Presidente Cardoso anunció una reestructuración significativa de la industria energética brasileña. Conforme con la Ley N° 10.433, con fecha 24 de abril del 2002, la estructura del Mercado Eléctrico Mayorista se modificó para que fuese más regulado y monitoreado por la ANEEL. Producto de la Ley N° 10.433, la ANEEL se hará 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 continuación de inversiones extranjeras.

El 26 de abril del 2002, el ex Presidente Cardoso emitió otra resolución asociada con el sector (la Ley N°10.438) con el objetivo de expandir la oferta de energía de emergencia, aumentando las fuentes alternativas de energía y produciendo modificaciones a algunas reglas importantes del sector eléctrico.

En abril del 2002, la promulgación de la Ley 10.438 estableció el pago de compensaciones a las distribuidoras y generadoras por los ingresos perdidos durante el período comprendido entre junio del 2001 y febrero del 2002 durante el racionamiento en Brasil. La Ley de Acuerdo General del Sector Eléctrico estableció un esquema de fijación de tarifas extraordinarias (0% para los clientes residenciales de bajos ingresos; 2,9% para otros clientes residenciales, rurales y de iluminación pública; y 7,9% para el resto) para el período que fuese necesario para que cada empresa cubriera sus pérdidas, según lo determinado por la ANEEL.

La ley también estableció que las generadoras federales tendrían que vender al menos el 50% de su energía adicional (después de suministrar los contratos) mediante subastas públicas, y que el saldo restante de su energía adicional se vendería al *Mercado Atacadista de Energía* o el MAE, el mercado de electricidad mayorista de auto regulación.

La Ley 10.438 también 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 final ocasionado por la aplicación del nuevo criterio de reclasificación se financiará con fondos provenientes de las subastas federales de energía pública y de la cuenta RGR, como un subsidio a las tarifas, sin que afecte a 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 reconocimiento de que el equilibrio económico financiero de las compañías no se puede alterar.

Adicionalmente, la Ley 10.438 genera incentivos para el aprovechamiento de fuentes de energía alternativas, que lo pagarán todos los clientes eléctricos, en proporción con sus niveles de consumo.

La Ley 10.438 también estipula que potenciales clientes no regulados que no ejerzan su derecho de optar por tarifas no reguladas, tendrán que sustituir sus contratos de suministro de energía por contratos de suministro de energía equivalentes, contratos de derecho a conexión y contratos de uso del sistema de transmisión.

La flexibilidad de las subastas y modificaciones a los contratos iniciales: Producto de la Ley 10.438, las generadoras federales pueden vender su energía mediante modificaciones a los contratos iniciales, subastas exclusivas para el consumidor final y subastas de energía realizadas por las distribuidoras.

La compensación proveniente de la reclasificación de clientes de bajos ingresos: El beneficio tarifario concedido por medio de la Ley 10.438 se financiará con fondos provenientes de los ingresos adicionales obtenidos de las generadoras federales que ponen a la venta en subastas públicas sus contratos de energía, así como con los fondos de la cuenta RGR.

Resolución MAE

La Resolución N° 763 del 2002 establece que el 50% de los valores registrados para los meses entre septiembre del 2000 y septiembre del 2002 se resolverán dentro de un período de 30 días y el 50% restante se resolverá después de la realización de la auditoría. Los meses de octubre, noviembre y diciembre del 2002 se resolverán de acuerdo a la misma secuencia. Las resoluciones para enero 2003 y los meses que siguen se llevarán a cabo con posterioridad a la constitución de las garantías descritas a continuación en la sección titulada “—Regla del nivel de contrato mínimo.”

Cambios de valor normativos (la regla “pass-through”)

En mayo del 2002, la ANEEL promulgó la Resolución N° 248, que modificó la regla *pass-through* de compras de energía para consumidores finales, estableciendo un valor igual al 100% del valor normativo como el límite *pass-through*. Estas modificaciones no afectan los intereses del Grupo puesto que la misma Resolución excluye del efecto los contratos suscritos con anterioridad.

La regla del nivel de contrato mínimo

La Resolución N° 511 del 2002 establece que al menos el 85% de la energía vendida por los participantes en el MAE a los consumidores finales debe contar con una garantía en forma de energía asegurada de las centrales generadoras o en forma de contratos de suministro de energía con una duración de por lo menos dos años en cualquier submercado y, al menos el 10% debe contar con una garantía en forma de energía asegurada de las centrales generadoras o en forma de contratos bilaterales de cualquier duración en cualquier submercado, totalizando el 95% de la energía a vender.

Aprobación de contratos entre compañías

La ANEEL aprobó los contratos celebrados entre las compañías del Grupo, Cerj-CIEN y Coelce-CIEN.

Estructura del nuevo sector eléctrico

Según lo esperado, el nuevo gobierno de Luiz Inácio Lula da Silva realizó cambios significativos en la industria eléctrica. El 16 de marzo del 2004, se promulgó la Ley N° 10.848 que reforma el sector eléctrico brasileño. Dicha ley se implementará mediante una serie de decretos y resoluciones que regularán el mercado eléctrico de Brasil y determinará, entre otras cosas, la forma en que se distribuirán los riesgos inherentes entre los distintos participantes en el mercado (i.e., el riesgo hidrológico, la variación de mercado y las cuentas por cobrar).

Producto del nuevo sector eléctrico, la participación del gobierno brasileño en la industria eléctrica será mayor ya que la nueva ley se creó con el fin de (i) regular la compraventa de energía, (ii) aumentar la participación del gobierno federal en las instituciones previamente independientes (por ejemplo, el *Operador Nacional do Sistema Eléctricos*, o ONS); y (iii) reducir el rol de la ANEEL en la regulación del sector eléctrico, indicando que la ANEEL pasaría a ser una institución administrativa y de control. El nuevo sector eléctrico mantiene el rol del Estado como inversionista e interrumpe la privatización de las empresas públicas.

El primer cambio importante en el nuevo sector eléctrico constituye el establecimiento de un mercado regulado de contratación que estará sujeto a mayores restricciones que el actual mercado libre de contratación. En el mercado regulado de contratación, los precios de suministro eléctrico se establecen por medio de un proceso de licitación. Los únicos actores autorizados para participar en el mercado regulado de contratación son las distribuidoras y los comercializadores de energía. En cambio, en el mercado libre de contratación los precios de suministro eléctrico se negociarían directamente con los clientes libres y comercializadores de energía. Producto del establecimiento del mercado regulado de contratación, pueden verse afectados los contratos de CIEN y de Cachoeira Dourada, en particular los de CIEN, ya que nuestros precios de contratos son favorables y es probable que la negociación de precios y la libre celebración de contratos con clientes se vuelvan difíciles para CIEN.

El segundo cambio importante en el sector eléctrico es la separación del proceso de licitación para “la energía existente” y “la energía proveniente de proyectos nuevos”. Se consideran las centrales en existencia antes del 2000 centrales de “energía existente” y aquellas desarrolladas con posterioridad al 2000 centrales de “energía de proyectos nuevos”, por lo que Cachoeira Dourada se considera una central existente mientras que CIEN se considera

un proyecto nuevo de energía. El gobierno cree que las centrales de energía existentes tienen la capacidad para suministrar energía a precios más competitivos y, por ende, el proceso de licitación debiera dar prioridad a la energía generada por las compañías de energía de los nuevos proyectos. En el nuevo sector eléctrico esta prioridad se expresará en forma de términos contractuales más favorables, por ejemplo, se le garantizará a una generadora considerada como un proyecto nuevo un contrato de compra de energía con un plazo de veinte años si se le concede la licitación. En la actualidad, el mercado de energía en Brasil cuenta con un superávit en términos del suministro de energía y es por eso que las generadoras de energía existentes se ven negativamente afectadas por la prioridad que se da a los nuevos proyectos de energía.

El tercer cambio importante en el marco eléctrico es la creación de nuevos actores en el sector, tales como la *Empresa de Pesquisa Energética* (la Compañía de Investigaciones Energéticas), o EPE, vinculada con el Ministerio de Minas y Energía. La EPE tendrá como objetivo realizar investigaciones sobre la planificación del sector eléctrico de Brasil. Otros actores nuevos en el sector incluyen la *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (la Cámara de la Comercialización de Energía), o la CCEE, que sustituirá a la MAE en lo que se refiere a la administración y el monitoreo de las garantías contractuales; y el *Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico* (el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico) o CMSE, cuya función consistirá en el monitoreo y la evaluación de seguridad en la industria del suministro de energía.

El cuarto cambio importante en el sector eléctrico consistirá en la separación de las actividades que impedirá que las distribuidoras realicen actividades de generación y transmisión. Finalmente, se respetarán los contratos vigentes al momento de la promulgación de la ley pero se prohibirá la modificación del plazo, precio y cantidades establecidos en los contratos arriba mencionados.

En cuanto a los niveles mínimos de contratación, la aplicación de la Resolución N° 91 del 2003 significó la modificación de la Resolución N° 511 del 2002 que se estableció durante el gobierno de Cardoso y que estipulaba que al menos el 85% de la energía vendida al consumidor final por los participantes del MAE debía estar garantizada mediante la energía asegurada por parte de centrales generadoras o por contratos de suministro de energía con al menos dos años de duración en cualquier submercado y que al menos el 10% de la energía consumida por clientes libres debía estar garantizada mediante la energía asegurada de centrales generadoras o por medio de contratos bilaterales de cualquier duración en cualquier submercado, alcanzando un total del 95% de la energía a venderse. Los nuevos límites exigen que al menos el 95% del contrato debe estar garantizado por las centrales generadoras para períodos mayores que seis meses.

Con la promulgación de la Ley N° 10.848 del gobierno de Lula, los límites son mayores y éstos mismos exigen que se contrate por completo la demanda de las distribuidoras.

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 para promulgar reglamentos ambientales, los gobiernos estatales tienen el poder para 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.

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 termoeléctrica se les exige obtener una aprobación ambiental otorgada por la ANEEL y las autoridades de regulación ambiental.

Cambios recientes en la legislación tributaria

Los recientes cambios tributarios pueden tener un impacto en las operaciones brasileñas. El 29 de diciembre del 2003, el Gobierno Federal dictó la Ley N° 10.833/03 que establece los COFINS no acumulativos, fijando así un derecho al crédito tributario para algunas compañías y aumentando la tasa de los COFINS del 3% a 7,6%. Además, según esta ley, los ingresos percibidos de contratos a largo plazo celebrados antes del 31 de octubre del 2003 no se verán afectados por este nuevo marco legal y se mantendrán sujetos al marco anterior (sin el derecho al crédito tributario y con la tasa de COFINS del 3%). Este impuesto nuevo no afecta a Cachoeira Dourada, ya que la empresa no está sujeta a este nuevo régimen tributario. La mayoría de los contratos de CIEN son contratos a largo plazo celebrados con anterioridad al 31 de octubre del 2003 y por ende no se verán afectados por el nuevo impuesto. Dado

lo anterior, consideramos que esta nueva ley no tendrá un impacto importante en la filial ni en las empresas relacionadas brasileñas de Endesa-Chile.

Otro cambio importante en la legislación tributaria constituye la Medida Provisional 164/04, que establece un impuesto para las importaciones de activos muebles (las “Importaciones PIS/COFINS”) que entró en vigencia en mayo del 2004. Esta nueva regla sigue los términos y las condiciones generales de la Ley N ° 10.833/03 y prevé además la posibilidad de un crédito tributario. La tasa impositiva para las “Importaciones PIS/COFINS” es el 9,25% (7,6% de COFINS y 1,65% de PIS). A la fecha del presente informe anual no hemos concluido el análisis del impacto que tendría esta nueva regla en nuestras operaciones brasileñas, si procede. Cachoeira Dourada no participa en la importación de bienes y servicios, por lo que este régimen impositivo no lo afecta; en cambio, la principal actividad de CIEN es la importación de electricidad de Argentina y debido a eso puede que esta nueva legislación la afecte.

C. Estructura organizacional

Los datos a continuación representan una breve descripción de las filiales importantes de Endesa-Chile al 31 de diciembre del 2003.

Central Costanera S.A. (Costanera)

Costanera es una empresa generadora de electricidad cuyas acciones se cotizan en Argentina y que tiene una capacidad instalada total de 2.302 MW que incluye la capacidad de 1.451 MW de una instalación generadora a petróleo y a gas más una central de ciclo combinado a gas natural con una capacidad de 851 MW ubicada en Buenos Aires que entró en operación en diciembre de 1998. Se adquirieron las 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 64,26% de la propiedad a través de su filial Endesa Argentina. El 19 de noviembre del 2001 las juntas de accionistas de Costanera y Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A. (“CBA”) aprobaron la fusión de CBA con Costanera, la que se hizo efectiva el 1 de diciembre del 2001, fecha en la cual los libros contables de CBA se incorporaron a los libros contables de Costanera y desde dicha fecha las dos funcionan como una sola empresa. Costanera está constituida en Argentina.

Hidroeléctrica El Chocón S.A. (El Chocón)

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. La generación total de El Chocón en el 2002 fue 3.682 GWh y sus ventas totales de electricidad fueron 3.719 GWh. 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 en la propiedad de El Chocón del 47,44% y una participación con derecho de voto de 65,19%.

Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. (Cachoeira Dourada)

Esta compañía, constituida en Brasil, está ubicada en el Estado de Goias al sur de Brasilia. Consiste en una central hidroeléctrica de pasada con una capacidad instalada total de 658 MW.

En septiembre de 1997, un consorcio compuesto por Endesa-Chile, con una participación de 81,94%, y la filial peruana Edegel con el 18,06%, se adjudicó el 79,36% del capital accionario de Cachoeira Dourada en una concesión a 30 años. En 1998 y el 2001, Endesa-Chile, a través de su filial Lajas Inversora S.A. (anteriormente Lajas Holding Inc.), incrementó su participación indirecta en Cachoeira Dourada y en el 2003 Endesa-Chile adquirió unas 384.508 acciones adicionales, aumentando así su capital accionario en un 0,0131% para alcanzar una participación indirecta total en la propiedad de Cachoeira Dourada del 92,51% y una participación con derecho de voto de 99,61%.

Pehuenche S.A. (Pehuenche)

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 al 31 de diciembre del 2002. Pehuenche está constituida en Chile.

Pangue S.A. (Pangue)

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 94,99% del capital social de Pangue al 31 de diciembre del 2002. Pangue está constituida en Chile.

Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (Celta)

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

Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (San Isidro)

San Isidro se constituyó 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 su operaciones comerciales en octubre de 1998 y se construyó una línea de transmisión de 9 kilómetros para conectar esta central al SIC. El propietario 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 de 75% en la propiedad de San Isidro. El resto de la participación pertenece a Entergy.

Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (Ingendesa)

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 97,64% y está constituida en Chile.

Túnel El Melón S.A. (Túnel El Melón)

Túnel El Melón fue creado en julio de 1993 para construir y administrar el túnel público llamado Túnel El Melón, bajo una concesión a 23 años. Incluye 3,3 km de caminos de acceso y un túnel de un largo aproximado de 2,5 km. Se encuentra ubicado a 130 km al norte de Santiago y fue la primera concesión de infraestructura otorgada por el Estado chileno. La operación comercial del túnel comenzó en septiembre de 1995. Endesa-Chile es propietario del 99,95% de esta empresa que está constituida en Chile.

Emgesa S.A. E.S.P. (Emgesa)

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, se adjudicó el control de la empresa generadora Emgesa, con el 48,48% de la participación. Al mes de diciembre del 2003, la capacidad instalada total de Emgesa alcanza los 2.049 MW. Al 31 de diciembre del 2003, la participación indirecta de Endesa-Chile en la propiedad de Emgesa fue el 22,36%. Emgesa fue constituida en Colombia.

Central Hidroeléctrica De Betania S.A. E.S.P. (Betania)

Betania es una central de generación hidroeléctrica 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 1997, posterior a la aplicación de un programa de mejoras operacionales, se incrementó la

capacidad de la planta de 510 a 540 MW. Al 31 de diciembre del 2003, Endesa-Chile poseía el 85,62% de Betania que está constituida en Colombia.

Edegel S.A.A. (Edegel)

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 una central termoeléctrica (Santa Rosa), con una capacidad instalada combinada de 967 MW. En el 2000, Edegel terminó la construcción de dos centrales hidroeléctricas, Yanango (43 MW) y Chimay (153 MW), y una línea de transmisión de 220 kV, uniendo ambas centrales al sistema peruano. Al 31 de diciembre del 2003, Endesa-Chile tenía una participación indirecta con derecho a voto de 37,9% en Edegel a través de Generandes Perú S.A. Edegel está constituida en Perú.

Sociedad Concesionaria Autopista Del Sol S.A.

Esta compañía se vendió como parte de la desinversión de Infraestructura 2000 que se llevó a cabo el 23 de junio del 2003. Originalmente se constituyó para construir y administrar la autopista N° 78 de Santiago-San Antonio bajo una concesión a 23 años. La autopista tiene un largo de 108 km. La primera sección entre Malloco y San Antonio entró en operaciones en abril de 1997, mientras que la sección Santiago-Malloco comenzó sus operaciones en enero de 1998. El Ministerio de Obras Públicas dio su aprobación final de la obra pública vial en junio del 2001. Al 31 de diciembre del 2002, Endesa-Chile tenía una participación del 60,04% en esta filial a través de Infraestructura 2000.

Autopista Los Libertadores S.A.

Esta compañía se vendió el 23 de junio del 2003 como parte de la desinversión de Infraestructura 2000. Originalmente se creó para construir y administrar la autopista Santiago-Colina-Los Andes bajo una concesión a 28 años. El proyecto consiste en el ensanchamiento y mejoramiento del actual autopista General San Martín, de aproximadamente 90 km de largo, e incluye la construcción de una carretera de doble vía y caminos de acceso entre Santiago y Colina, un *by-pass* de doble vía en Colina entre Peldehue y el Túnel Casas de Chacabuco y un *by-pass* de una pista en Los Andes. El proyecto también consiste en el mejoramiento y repavimentación del Túnel Chacabuco. En diciembre del 2001, el Ministerio de Obras Públicas dio su aprobación final de la obra vial. Al 31 de diciembre del 2002, la participación indirecta de Endesa-Chile en Autopista Los Libertadores fue el 58,36%, mediante Infraestructura 2000.

Principales compañías coligadas

Comercializadora de Energía de Mercosur S.A. (CEMSA)

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 la propiedad de CEMSA del 45%. El otro accionista de CEMSA es Endesa-España y CEMSA está constituida en Argentina.

Companhia De Interconexão Energética S.A. (CIEN)

Esta compañía brasileña es responsable de la comercialización de electricidad en el mercado brasileño. CIEN construyó dos líneas de transmisión de 500 kV aledañas a lo largo de una distancia aproximada de 500 km desde Rincón en Argentina hasta Itá en el Estado de Santa Catarina de Brasil. CIEN ha recibido dos autorizaciones a veinte años de la ANEEL para operar el lado brasileño de las líneas de transmisión; después de dicho período de veinte años, tanto las líneas de transmisión como las estaciones convertidoras pasarán a manos del gobierno brasileño. Por medio de sus filiales CTM y TESA, CIEN opera y es dueño del lado argentino de ambas líneas. Endesa-Chile tenía una participación indirecta del 45% en la propiedad de esta compañía y Endesa-España mantiene el 55% restante. CIEN está constituida en Brasil.

Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM)

CTM, una empresa de transmisión eléctrica, es el propietario de la parte argentina de la línea de interconexión que une los mercados eléctricos de Brasil y Argentina. Esta compañía se constituyó en Argentina en julio de 1997 y la participación indirecta de Endesa-Chile en la propiedad de CTM se suma al 45% por medio de CIEN.

Transportadora de Energía del Mercosur S.A. (TESA)

TESA, una empresa de transmisión eléctrica, es el propietario de la parte argentina de la línea de interconexión que une los mercados eléctricos de Brasil y Argentina. Esta compañía se constituyó en Argentina en enero del 2001 y la participación indirecta de Endesa-Chile en la propiedad de TESA se suma al 45% por medio de CIEN.

Electrogas S.A. (“Electrogas”)

Electrogas se incorporó en Chile a fines de 1996. El objetivo de esta compañía es ofrecer el servicio de transporte de gas natural a la Quinta Región, 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 S.A. (GasAtacama)

Endesa-Chile tiene una participación total del 50% en la propiedad de GasAtacama, una compañía constituida en Chile. CMS Energy Corp. (CMS), una firma estadounidense, mantiene la participación restante del 50% en la propiedad 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 S.A. (Gasoducto Atacama)

Gasoducto Atacama fue creada bajo la 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 dueño del lado chileno del gasoducto de gas natural con una capacidad de transporte de hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas diarios desde el norte de Argentina hasta Mejillones en Chile; la compañía comenzó a suministrar gas al SING en julio de 1999 y también es propietario de un tramo de dicho gasoducto que va desde Mejillones a Tal Tal en Chile que se añadió en el 2000, permitiendo así que la central térmica Tal Tal de 240 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 del 2002, y lo cambió nuevamente en diciembre del 2003 a Gasoducto Atacama Chile S.A. Endesa-Chile mantiene una participación indirecta del 50% en la propiedad de Gasoducto Atacama.

GasAtacama Generación Limitada (“GasAtacama Generación”)

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. La compañía Nor Oeste Pacífico Generación de Energía Limitada (“Nopel Ltda.”) cambió su nombre a GasAtacama Generación Limitada en octubre del 2002 y lo cambió nuevamente en diciembre del 2003 a Gasatacama Generación S.A. Endesa-Chile mantiene una participación indirecta del 50% en la propiedad de esta compañía.

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.

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

FILIALES						
GENERACIÓN					SERVICIOS DE INGENIERÍA	INFRA-ESTRUCTURA (1)
Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú	Chile	Chile
Central Costanera 64,26% Hidroeléctrica El Chocón 47,44%	Cachoeira 92,51%	Pehuenche 92,65% Pangué 94,98%(2) Celta 100% San Isidro 75%	Emgesa 22,36% Betania 85,62%	Edegel 37,90%	Ingendesa 97,64%	Túnel El Melón 99,95%
Compañías Coligadas (todos los segmentos comerciales)						
CEMSA 45% CTM 45% TESA 45%	CIEN 45%	GasAtacama Generación 50% Electrogas 42,5% Gasoducto Atacama Chile 50% Gasoducto Atacama Argentina 50% Gasoducto Taltal Ltda. 50% Transquillota 37,5%				

(1) El 23 de junio del 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 S.A., una filial de Endesa-España, mantiene una participación del 5,01% en Pangué.

D. Propiedad, centrales y equipos

Descripción de propiedad y seguros

Las principales propiedades de Endesa-Chile en Chile consisten en sus diecinueve centrales de generación eléctrica (detalladas en “—Vista general del negocio—Operaciones en Chile”) además de los 27.793 metros cuadrados que conforman los edificios de su casa matriz en Santiago.

Una porción sustancial del flujo de efectivo y utilidad neta de Endesa-Chile se deriva de la venta de electricidad producida por sus centrales de generación eléctrica. 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, los siniestros están sujetos 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. No obstante, no se puede asegurar que la compensación proveniente de dicho seguro estaría disponible de manera oportuna ni que sería suficiente para compensar las pérdidas en un 100%.

Adicionalmente, Endesa-Chile cuenta con inversiones en compañías generadoras en Argentina, Brasil, Colombia y Perú que consisten en un total de 23 centrales de generación eléctrica (detalladas en “—Vista general del negocio”). 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 basan 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 para que pueda obtener las mejores primas y coberturas disponibles en el mercado.

La tabla que aparece a continuación identifica las centrales que Endesa-Chile opera en la actualidad y sus características básicas:

País / compañía	Nombre de la central	Tipo de central (4)	2001	2002	2003
			(MW)		
Argentina					
Central Costanera S.A.	Total		2.302	2.302	2.302
	Costanera Turbina a Vapor	vapor / gas natural + petróleo combustible	1.131	1.131	1.131
	Costanera Ciclo Combinado II	ciclo combinado / gas natural + combustible diesel	851	851	851
	Central Buenos Aires (CBA) Ciclo Combinado I	ciclo combinado / gas natural	320	320	320
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Total		1.320	1.320	1.320
	EL Chocón	de embalse	1.200	1.200	1.200
	Arrollito	de pasada	120	120	120
Capacidad total en Argentina			3.622	3.622	3.622
Brasil					
Centrais Electricas Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada	de pasada	658	658	658
Capacidad total en Brasil			658	658	658
Chile (1)					
Endesa-Chile S.A.	Total		2.212	2.212	2.040
	Hidroeléctrica Canutillar	de embalse	1.737	1.737	1.565
	Rapel	de embalse	172	172	0
	Cipreses	de embalse	377	377	377
	El Toro	de embalse	106	106	106
	Los Molles	de embalse	450	450	450
	Sauzal- Sauzalito	de pasada	18	18	18
	Isla	de pasada	90	90	90
	Antuco	de pasada	68	68	68
	Abanico	de pasada	320	320	320
	Térmica		136	136	136
	Huasco	vapor / carbón	475	475	475
	Bocamina	vapor / carbón	16	16	16
	Diego de Almagro	gas / petróleo diesel	128	128	128
	Huasco	gas / IFO 180	24	24	24
	Taltal	gas / gas natural	64	64	64
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Total		243	243	243
	Pehuenche	de embalse	695	695	695
	Curillinque	de pasada	566	566	566
	Loma Alta	de pasada	89	89	89
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	Pangué	de embalse	40	40	40
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	San Isidro	ciclo combinado / gas natural + petróleo diesel	467	467	467
Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Tarapacá	vapor / carbón	379	379	379
Capacidad total en Chile			182	182	182
			3.935	3.935	3.763
Colombia (2)					
Emgesa S.A. E.S.P.	Total		2.494	2.194	2.049
	Guavio	de embalse	1.150	1.150	1.150
	Cadena Vieja	de pasada	544	241	
	Cadena Nueva	de embalse	580	580	600
	Termozipa	vapor / carbón	220	223	223
	Centrales menores	de pasada	-	-	76
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	Betania	de embalse	540	540	540
Capacidad total en Colombia			3.034	2.734	2.589
Perú (3)					
Edegel S.A.	Total		1.003	1.003	967
	Huinco	de pasada	247	247	247
	Matucana	de pasada	129	129	129
	Callahuanca	de pasada	75	75	75
	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 / petróleo diesel	264	264	228
Capacidad total en Perú			1.003	1.003	967
Total Endesa-Chile			12.252	11.952	11.599

- (1) La central Canutillar se vendió en abril del 2003.
- (2) Las centrales de Cadena Vieja de Emgesa (Cadena Casalaco) suspendieron sus operaciones el 10 de octubre del 2003. El 25 de octubre del 2003, Cadena Pagua (Cadena Nueva) realizó un aumento oficial de su capacidad en 20 MW. Cuatro centrales menores se registraron con una capacidad total de 76 MW.
- (3) El 31 de enero del 2003 se suspendieron 35,9 MW de la central Santa Rosa, dejando una capacidad de 227,7 MW.
- (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 petróleo combustible para producir el vapor que mueve las turbinas que generan la electricidad.

El término “gas” (GT) 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 petróleo combustible 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.

Temas medioambientales

La industria eléctrica está sujeta a extensas regulaciones medioambientales 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 al planificar sus proyectos de inversión.

En el 2002, algunas de las principales filiales de Endesa-Chile, incluyendo San Isidro, la central térmica de Tal Tal y Pangué, obtuvieron la certificación ISO 14001 para sus Sistemas de Administración Ambiental. Pangué es la primera central hidroeléctrica en Chile en obtener una certificación de esta naturaleza. Nuestra compañía coligada, GasAtacama Generación Limitada, es la primera generadora en el SING en obtener su certificación ISO 14001. Al mes de diciembre del 2002, un total del 43% de todos los activos de generación eléctrica de Endesa-Chile había obtenido la certificación ISO 14001. Al mes de diciembre del 2003, dicho porcentaje se había incrementado al 63%. Sin embargo, la tarea sigue incompleta. Además, son ambiciosos los planes de la Compañía al respecto y se espera que la Compañía siga avanzando al mismo rito que ha mantenido hasta la fecha.

Proyectos de inversión

Proyecto Ralco

El proyecto Ralco está ubicado en Chile en la región del Alto Bío-Bío, aproximadamente 120 km al sureste de la ciudad de Los Ángeles en Chile, y algunos 30 km aguas arriba de la central Pangué. Este proyecto contempla la construcción de una central hidroeléctrica con una capacidad nominal de 570 MW, representando un 15% adicional para la capacidad instalada de la Compañía en Chile, y cuya generación se estima en los 3.100 GWh anuales en el SIC, lo que contribuirá a la satisfacción de las necesidades crecientes de la demanda eléctrica nacional. Al 31 de marzo del 2004, el 98% del proyecto Ralco estaba terminado y se espera a que la central hidroeléctrica Ralco entre en operación durante el segundo semestre del 2004.

La inversión acumulada total en el proyecto al 31 de diciembre del 2003 e incluida en el balance de la Compañía al 31 de diciembre del 2003 consiste en Ch\$383,7 mil millones. Se espera que el monto de la inversión restante requerida para concluir el proyecto ascienda aproximadamente a Ch\$58,7 mil millones durante el 2004. Este proyecto se ha financiado principalmente con el flujo de caja de la Compañía.

Endesa-Chile ha cumplido con todos los temas ambientales nacionales e internacionales relacionados con la construcción de Ralco. Se ha certificado el cumplimiento de los compromisos ambientales asumidos por Endesa-Chile en los informes de auditoría enviados a las autoridades ambientales con respecto a temas y aspectos tanto ecológicos y sociales como culturales.

La Compañía ha llegado a un pleno acuerdo con los últimos cuatro dueños Pehuenche, los cuales se han incorporado al plan de reubicación del proyecto. Los sitios Ayin Mapu y El Barco donde se reubicaron las familias constituyen comunidades indígenas bajo la ley. El Plan de Asistencia Continua que constituye un componente importante del Proyecto Ralco está plenamente vigente con una variedad de programas implementados para incentivar la participación de las familias reubicadas. En gran parte, los beneficios de los planes y programas realizados que obtienen las familias que viven dentro de la zona del proyecto o que pudieren haberse visto afectadas

por ello, consisten en terreno, pagos efectivos y otros beneficios como empleos, educación, maquinaria agrícola, tal como se contempló originalmente en el proyecto. Véase “Ítem 8. Procesos legales—Proyecto Ralco” para obtener mayor información.

Gravámenes mayores

Pehuenche puso en garantía equipos para un crédito del Banco de Estado del Chile que se utilizó para financiar la adquisición de equipos para la Central Curillínque. El valor de la garantía de dicho crédito al 31 de diciembre del 2003 alcanzó Ch\$9 mil 900 millones de los equipos adquiridos.

Costanera tiene un crédito con Mitsubishi que se utilizó para invertir en la capacidad de la central Costanera. Al 31 de diciembre del 2003, el valor de los activos fijos puestos en garantía se sumó a Ch\$12 mil 6 millones.

Pangue ejecutó los siguientes gravámenes e hipotecas el 18 de agosto de 1993: (i) la primera hipoteca de los derechos de agua y propiedad donde se encuentra ubicada la central; (ii) primer gravamen, de acuerdo a la Ley N° 18.112, de las líneas eléctricas, maquinaria y equipos de la central; (iii) 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\$86,2 mil millones al 30 de diciembre del 2003. Los prestamistas del crédito hipotecario son Skandinaviska Enskilda Banken, Export Development Corporation, Kreditanstalt für Wiederaufbau y Eksportfinans.

San Isidro ejecutó un gravamen en conexión con los equipos entregados por Mitsubishi Corporation cuyo valor se sumó a Ch\$80,9 mil millones al 31 de diciembre del 2003.

Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos

A. Resultado operacional

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 al GAAP chileno que difiere en algunos aspectos importantes del GAAP US. Véase la Nota 34 a nuestros estados financieros consolidados auditados incluidos en el Ítem 18 del presente documento.

Introducción

Poseemos y operamos compañías de generación eléctrica en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En gran medida, todos nuestros ingresos, renta y flujo de caja provienen de nuestras filiales y empresas relacionadas en estos cinco países.

Ciertos factores tales y como las condiciones hidrológicas, las acciones extraordinarias realizadas por las autoridades estatales, los desarrollos regulatorios y las condiciones económicas en todos los países en los cuales operamos constituyen factores importantes a la hora de determinar nuestros resultados financieros. Además, los resultados de operación y la condición financiera que informamos son levemente afectados por las variaciones en el tipo de cambio del dólar US y el peso chileno y las otras monedas en los cuales operamos. Dichas variaciones cambiarias tienen un impacto significativo que no se refleja en la caja, producto de la implementación del Boletín Técnico N°64 del GAAP chileno, “La contabilidad para las inversiones extranjeras permanentes” en conexión a la consolidación de los resultados de nuestras empresas fuera de Chile. Finalmente, tenemos otras políticas contables críticas que también ejercen un efecto importante sobre nuestros resultados de operación consolidados.

Varios de los factores detallados en el párrafo anterior han asumido un rol de particular importancia en los últimos años y se espera que algunos de ellos continúen ejerciendo una influencia significativa en nuestros resultados financieros en el futuro. Los factores de mayor importancia son:

- *Las condiciones hidrológicas:* una parte sustancial de nuestro negocio de la generación depende de las condiciones hidrológicas existentes en los países donde operamos. Nuestras generadoras térmicas que suministran a partir del gas natural, el carbón o diesel, se despachan con el fin de cubrir la demanda de energía de punta y cualquier déficit que sufren nuestras centrales hidroeléctricas producto de un déficit de

recursos hídricos. Bajo esas condiciones, el uso de combustibles para la generación eléctrica se traduce en mayores costos de explotación que de lo contrario no tendríamos que asumir. Por consiguiente, nuestros resultados de operación se ven negativamente afectados por los bajos niveles de pluviosidad.

Adicionalmente, producto de las condiciones hidrológicas adversas los gobiernos han tomado medidas para regular la industria eléctrica. Para obtener mayor información de los efectos de las condiciones hidrológicas en nuestros resultados de operación, véase “Ítem 4. Información de la Compañía –Introducción – Generación eléctrica –Condiciones hidrológicas y el decreto de racionamiento”.

- *Los desarrollos regulatorios:* la estructura regulatoria que rige las tarifas y otros aspectos de nuestro negocio de generación tiene un impacto sustancial en nuestros resultados de operaciones. Las entidades de regulación en los países donde operamos calculan las tarifas principalmente sobre la base de los costos de los combustibles, los niveles de los embalses, los tipos de cambio, las inversiones futuras en la capacidad instalada y el crecimiento en la demanda, todo lo cual pretende reflejar los costos de explotación y de inversión que incurren las generadoras y tiene por objetivo permitirles a dichas compañías obtener un nivel de retorno regulado de sus inversiones. Para obtener mayor información de los reglamentos que se aplican a nuestro negocio y leer sobre los marcos regulatorios en los países donde operamos, véase “Ítem 4. Información de la Compañía.”
- *Condiciones económicas:* las condiciones macroeconómicas en los países donde operamos tienen un impacto significativo en nuestros resultados de operación; por ejemplo, cuando un país pasa por un período de crecimiento económico sostenido aumenta el consumo de electricidad por parte de los consumidores de electricidad industriales y particulares. Otros factores macroeconómicos, tales y como la devaluación de la moneda local en los países en los cuales operamos, pueden tener un impacto negativo en nuestros resultados de operación puesto que si bien la mayor parte de nuestros ingresos se denominan en la moneda de los países donde operamos, nuestros costos financieros y otros costos de importancia tales y como la depreciación se denominan en el dólar US. En consecuencia, la devaluación de monedas locales frente al dólar produce una caída en nuestros márgenes de operación y un aumento de los costos de los planes de inversiones de capital.
- *Las acciones extraordinarias por parte de las autoridades estatales:* las acciones que toman los gobiernos en los países donde operamos tienen un impacto sustancial en nuestras operaciones. A lo largo de los últimos años, los resultados de operaciones de nuestras filiales argentinas, brasileñas y colombianas se vieron afectados por las acciones tomadas por los gobiernos en esos países. A continuación se detallan unos ejemplos:
 - En Argentina, históricamente se expresaban las tarifas eléctricas en el dólar US a un tipo de cambio de Ar\$1 por US\$1. Sin embargo, posterior a la devaluación del peso argentino frente al dólar US de Ar\$1.00 por US\$1.00 a Ar\$3.37 por US\$1.00 a partir del 31 de diciembre del 2002, el estado argentino convertía las tarifas eléctricas al peso argentino al tipo de cambio anterior de Ar\$1 por US\$1. Producto de esta devaluación y del tipo de conversión de las tarifas que aplicó el estado argentino, ha habido una disminución importante en el monto equivalente en el dólar US de nuestros ingresos argentinos.
 - A raíz de una sequía severa en Brasil, el gobierno brasileño en el 2001 y en el primer trimestre del 2002 impuso restricciones al consumo de electricidad en ciertas provincias donde opera nuestra filial Cachoeira Dourada, lo que se tradujo en una reducción de los resultados de esta filial.
 - En el 2002, el gobierno colombiano dictó un impuesto extraordinario en relación con la campaña antiterrorista de Colombia.

Boletín Técnico N° 64

La consolidación de los resultados de nuestras filiales no chilenas se rige por lo estipulado en el Boletín Técnico N° 64 que establece un mecanismo para consolidar los resultados financieros de las empresas no chilenas preparados en el GAAP local y denominados en la moneda local con los resultados financieros de su compañía matriz chilena, los cuales se preparan en el GAAP chileno y se denominan en el peso chileno. La aplicación del Boletín Técnico N° 64 afecta la manera en que informamos nuestros resultados de operación. 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 nuestros estados financieros consolidado en el GAAP chileno además de generar sustanciales ganancias y pérdidas fuera de explotación.

Boletín Técnico N° 64—Efecto de la conversión. El Boletín Técnico N° 64 exige que Endesa-Chile convierta la denominación de los estados financieros de sus filiales no chilenas de la moneda local al dólar US y que corrija los estados financieros de conformidad al GAAP chileno posterior a dicha conversión, lo que incluye la conversión de dichos montos expresados en dólares US al peso chileno. Nos referimos 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 US los activos y pasivos monetarios de sus filiales no chilenas, Endesa-Chile debe usar el tipo de cambio de la moneda local / dólar US vigente al final del ejercicio; y con el fin de convertir al dólar US la participación social de Endesa-Chile en el capital de dichas filiales y los activos y pasivos no monetarios de dichas filiales, Endesa-Chile debe usar el tipo de cambio de la moneda local / dólar US vigente al momento en que se adquirieron o se incurrieron en dicha participación social o activos o pasivos no monetarios. Adicionalmente, el Boletín Técnico N° 64 exige la conversión al dólar US 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 US pasan por una segunda conversión del dólar US al peso chileno al tipo de cambio vigente al final del período de informe. El Boletín Técnico N° 64 puede hacer que se excluya de nuestra condición financiera presentada el efecto de la devaluación en los activos no monetarios de la devaluación en los países en los cuales nuestras filiales e inversiones están ubicadas. Por ejemplo, el monto devengado de nuestros activos no monetarios argentinos y brasileños aumentó en el 2002, sin perjuicio de la devaluación del peso argentino y el real brasileño, ya que estos activos se registran al valor del dólar histórico y el dólar US registró una apreciación con respecto al peso chileno en el 2002.

Puede variar el efecto que tiene la conversión cambiaria de monedas locales al dólar US, 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 US 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 US puede producir una ganancia; en cambio una apreciación puede producir una pérdida. Las recientes fluctuaciones de los tipos de cambio entre las monedas de los países en los cuales operamos y el dólar US han impactado sustancialmente la comparabilidad de nuestros resultados de operación durante los períodos discutidos a continuación debido a este efecto de conversión.

El Boletín Técnico N° 64 —Cobertura del patrimonio. El Boletín Técnico N° 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 US 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 Boletín Técnico N° 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 US 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 US 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 US 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 referida como el ajuste de conversión acumulativa para los propósitos del GAAP U.S.

Reconciliación con el GAAP U.S.

Nuestros estados financieros consolidados se han preparado de conformidad al GAAP chileno que difiere del GAAP US en algunos aspectos importantes. Véase la Nota 34 a nuestros estados financieros consolidados para una descripción de las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP U.S. y una reconciliación con el GAAP U.S. de la utilidad neta y del patrimonio.

Las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP U.S. según se relacionan con la Compañía son: (i) la eliminación de los efectos de una reevaluación de activos fijos; (ii) la eliminación de las cuentas complementarias en impuestos diferidos; (iii) los efectos en la amortización mayor valor de la inversión y en la

amortización menor valor de la inversión de la aplicación contable de compras al valor justo; (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; y (vi) los efectos de haber contabilizado los derivados al valor justo.

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

	GAAP chileno	GAAP U.S.
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2003)	
Utilidad (pérdida) neta para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del:		
2001	72,882	31,248
2002	(9,412)	(75,620)
2003	78,131	72,735
Patrimonio (neto) al 31 de diciembre del:		
2002	1,444,942	1,064,738
2003	1,492,669	1,123,405

Tipo de cambio del peso argentino con respecto al dólar US

Los estados financieros de nuestras empresas filiales en Argentina se recalcularon en dólares US para los efectos de la preparación de nuestros estados financieros consolidados auditados, ya que, bajo el GAAP chileno, de acuerdo al Boletín Técnico 64, los estados financieros de filiales extranjeras que operan en países expuestos a riesgos significativos (países “inestables”) y que no se consideran una extensión de las operaciones de la compañía matriz se deben recalcular en dólares US. La pérdida contable incluida en el resultado operacional como consecuencia de la devaluación del peso argentino, al ser recalculada en dólares US fue aproximadamente US\$20,9 millones en dólares históricos después de interés minoritario para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2001. El efecto del recálculo del peso argentino en dólares US ocasionó una ganancia neta de aproximadamente US\$2,5 millones para el ejercicio que termina al 31 de diciembre del 2002 y una pérdida neta de US\$0,1 millones para el ejercicio que termina al 31 de diciembre del 2003. A la fecha de la emisión de los estados financieros consolidados auditados de los años 2001 y 2002, había incertidumbre respecto a los cambios futuros que podrían ocurrir en Argentina. De acuerdo a las exigencias del GAAP chileno, supusimos que los activos y pasivos monetarios argentinos y los ingresos y gastos se convirtieran a un tipo de cambio de conversión de 1,7 pesos argentinos por dólar US al 31 de diciembre del 2001 y de 3,37 pesos argentinos por dólar US al 31 de diciembre del 2002 y de 2,96 pesos argentinos por dólar US al 31 de diciembre del 2003. Esta estimación contable nos obligó hacer ciertos supuestos con respecto a eventos futuros que eran altamente inciertos en el 2001, ya que el tipo de cambio futuro del peso argentino con respecto al dólar US era incierto; sin embargo, el tipo de cambio se ha estabilizado desde ese entonces. Nuestras inversiones en Argentina representan 13,58%, 12,49% y 12,77% de los activos totales al 31 de diciembre del 2001, 2002 y 2003, y 21,78%, 10,46% y 12,09% de los ingresos totales y el 12,80%, 3,64% y 9,55% del resultado de explotación total para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre del 2001, 2002 y 2003 respectivamente.

Antes del 2002, existía la paridad entre el peso argentino y el dólar US de 1 peso argentino por 1 dólar US. A comienzos de diciembre del 2001, se aplicaron restricciones, prohibiendo los retiros de efectivo mayores que un cierto monto, además de las transferencias en monedas extranjeras con ciertas excepciones limitadas. Si bien el tipo de cambio legal se mantenía en 1 peso a 1 dólar US se les permitía a las instituciones financieras llevar a cabo limitadas actividades debido a estos controles, y la actividad cambiaria se detuvo efectivamente salvo en caso de las transacciones personales de pequeños montos.

En enero del 2002, el estado argentino anunció su plan de crear un sistema de doble moneda con un tipo de cambio fijo “oficial” de 1,4 pesos a 1 dólar US para transacciones de importaciones y exportaciones y un tipo de cambio de “libre” flotación para otras transacciones. El 11 de enero del 2002, se acabó el feriado del mercado cambiario y los nuevos tipos de cambio de “libre” flotación fluctuaron entre 1,6 a 1,7 pesos por 1 dólar US. El 3 de febrero del 2002, el gobierno argentino emitió un decreto que (1) eliminó el tipo de cambio fijo; (2) estableció un solo tipo de cambio de libre flotación para el peso argentino; y (3) exigió que las obligaciones denominadas en

dólares US se conviertan en obligaciones denominadas en pesos usando los tipos de cambio de conversión estipulados por decreto, dependiendo del tipo de obligación. El mercado para el tipo de cambio flotante se abrió el 11 de febrero del 2002.

Reconocimiento del ingreso

Conforme con el GAAP chileno, la energía suministrada pero no facturada de cada año se valoriza al precio de venta, utilizando las tarifas actuales, y se ha incluido en el ingreso 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 el costo de operaciones. La Compañía reconoce los ingresos generados de los servicios de ingeniería y de inspección y los peajes viales al momento en que se prestan los servicios relacionados.

Políticas contables críticas

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, el GAAP chileno específicamente dicta un tratado contable de una transacción en particular sin la necesidad del discernimiento por parte de la administración en su aplicación. Adicionalmente, pueden haber diferencias significativas entre el GAAP chileno y el GAAP US según se explica en “—Reconciliación con el GAAP US”. 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.

La preparación de los estados financieros nos exige hacer estimaciones y tomar decisiones que afectan las cifras informadas de activos y pasivos, ingresos y gastos, y la asociada divulgación de información de activos y pasivos contingentes a la fecha de nuestros estados financieros. El resultado efectivo puede ser diferente de estas estimaciones al ser preparado bajo suposiciones y condiciones distintas.

Perjuicio de activos de larga vida

Evaluamos el perjuicio de nuestros activos de larga vida que son para guardar en nuestra posesión o para usar cuando ciertos eventos o cambios en las circunstancias indiquen que posiblemente no se pueda recuperar el monto devengado. Los factores que consideramos importantes son aquellos que podrían gatillar una revisión por perjuicio y son los siguientes:

- Un importante grado de desempeño desfavorable con respecto al resultado operacional 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.

Cuando determinamos 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 perjuicio, evaluamos los flujos de caja futuros para así determinar si necesitamos asumir un cargo de perjuicio. 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 perjuicio. 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 incluye 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 varían 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 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 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 perjuicio adicionales.

Perjuicio del menor valor de la inversión

Evaluamos el perjuicio del menor valor de la inversión de manera similar a la de los activos de larga vida. La medición de la pérdida por perjuicio se basa en el valor recuperable de la inversión que normalmente se determina utilizando un enfoque de flujo de caja descontada y recientes transacciones en el mercado que sea comparables. 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 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 perjuicio ya que los flujos de caja descontados y futuros no fueron suficientes para recuperar ni el menor valor de la inversión ni el mayor valor de la inversión. Durante el 2002, la Compañía registró un cargo neto de Ch\$62,8 mil millones 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\$56,7 mil millones, netos del interés minoritario.

Impuestos a la renta y diferidos

De conformidad a la Ley chilena, la Compañía y cada una de sus filiales calculan y pagan impuestos por separado. Estimamos de manera conjunta nuestra exposición tributaria actual efectiva con una evaluación de las diferencias temporales que resultan de los distintos tratados de partidas para fines tributarios y contables, tales como la depreciación. Estas diferencias producen activos y pasivos tributarios diferidos, que se incluyen en nuestro balance consolidado. Como una disposición transitoria bajo el GAAP chileno, registramos un contractivo o contrapactivo, compensando los efectos de los activos y pasivos de impuestos diferidos no registrados antes del 1 de enero del 2000. Dichas cantidades de contractivos o pasivos deben ser amortizadas en el ingreso a lo largo de los períodos de reintegro promedios estimados correspondientes a las diferencias temporales subyacentes con las cuales el activo o pasivo de impuesto diferido se relaciona calculado usando las tasas tributarias efectivas al momento del reintegro. De ahí, evaluamos la probabilidad de recuperar nuestros activos de impuesto diferido del ingreso futuro sujeto 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. Las revisiones hechas del 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 significativa variación en nuestra asignación de impuestos a la renta de período a período. El pasivo neto del impuesto diferido fue Ch\$63,3 mil millones y Ch\$33,1 mil millones al 31 de diciembre del 2002 y 2003, respectivamente.

Instrumentos de 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 acuerdo con el SFAS No. 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 extranjeras, los índices de inflación, los costos de transmisión, entre otros. Se emplean además técnicas de simulación para proyectar los niveles del consumo eléctrico en los países donde la Compañía tiene cuantiosos instrumentos de derivados con opcionalidad. Mientras más alejadas en el tiempo son las

estimaciones, más difícil es predecir los datos que se ingresan a los modelos y menos precisos 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 contratos 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, se utilizaron los precios forward de electricidad de Argentina como precio de referencia para todos los contratos contenidos en esta cartera. La Compañía considera que los precios argentinos constituyen el precio de referencia correcto para calcular el valor justo de los contratos de interconexión puesto que la Compañía no tiene concesiones para vender la energía generada en Argentina en el mercado spot o de forwards de Brasil a ningún actor que no sean los actores establecidos en los contratos y toda la energía se suministra desde Argentina. Por lo tanto, la Compañía considera dicha interconexión como una extensión del mercado argentino. Se incluyen dichos valores en la reconciliación del GAAP U.S. en la Nota 34 I (v) a los estados financieros consolidados. Por ende, la Compañía supone que la curva forward de la energía argentina constituye el único punto de referencia para la totalidad de la cartera, incluyendo los contratos celebrados en ambos lados de la interconexión entre Argentina y Brasil. Ahora bien, se pudo haber utilizado la curva forward de la energía brasileña como un punto de referencia alternativo para el lado brasileño de la cartera bajo ciertas circunstancias. A continuación se encuentra un detalle del impacto en la utilidad neta y el patrimonio de la Compañía en GAAP U.S. de haber utilizado los precios brasileños:

	Utilidad neta		Patrimonio	
	2002	2003	2002	2003
	(en millones de Ch\$ constantes)			
Aumento (disminución)	80.871	59.673	(95.457)	(18.424)

Los instrumentos de derivados financieros de la Compañía consisten principalmente en contratos *forwards* en moneda extranjera de corta duración para la compra de dólares US 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 divulgada estimación de los valores justos. El activo neto relacionado con los instrumentos de derivados financieros era Ch\$23,8 mil millones y Ch\$556,6 mil millones al 31 de diciembre del 2002 y 2003, respectivamente.

La Nota 34(k) a nuestros estados financieros consolidados auditados aborda en mayor detalle 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 desarrollan sobre la base de valuaciones actuariales. Dichas valuaciones contienen supuestos claves incluyendo las tasas de descuentos y los retornos esperados sobre los activos del plan. 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 post jubilación y de pensiones era Ch\$23,9 mil millones y Ch\$24,7 mil millones al 31 de diciembre del 2002 y 2003, respectivamente.

Resultado de operaciones para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre del 2003 y el 2002

Resumen

Los factores que aparecen a continuación son los que afectaron nuestros resultados para el año 2003, con respecto al 2002:

- nuestro resultado de explotación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2003 sumó los Ch\$338,5 mil millones, lo que representa una disminución del 3,2% con respecto al resultado de explotación del 2002 de Ch\$349,7 mil millones. Dicha disminución se debe principalmente al efecto contable de la apreciación del peso chileno frente al dólar US bajo el Boletín Técnico N°64, lo que representó una pérdida de Ch\$32,2 mil millones. Si eliminamos el impacto negativo de la apreciación del peso chileno durante el 2003, nuestro resultado de explotación hubiese aumentado en Ch\$38,3 mil millones. Consideramos útil eliminar los efectos de la apreciación del peso chileno con el fin de entender la tendencia subyacente de nuestro resultado de explotación. Véase “Reconciliación de medidas no GAAP con el GAAP chileno” a continuación para obtener una reconciliación de estas medidas no GAAP con el GAAP chileno. Adicionalmente, el resultado de explotación en Chile sufrió una disminución producto de la venta de los activos de Canutillar y la venta y desconsolidación de Infraestructura Dos Mil que tuvieron un efecto negativo acumulado de aproximadamente Ch\$22,0 mil millones.
- Nuestro resultado fuera de explotación arrojó una pérdida de Ch\$179,0 mil millones en el 2003, comparado con la pérdida de Ch\$316,6 mil millones en el 2002. Esta reducción en las pérdidas en el 2003 se debe principalmente a que no se registró la amortización no recurrente del menor valor de la inversión registrada en el 2002 por Ch\$108,1 mil millones asociados a nuestras inversiones en Argentina y Brasil, lo que no volvió a suceder en el 2003; y
- Nuestra amortización del mayor valor de la inversión disminuyó a Ch\$15,6 mil millones en el 2003, comparado con Ch\$86,8 mil millones en el 2002. Esta disminución se explica principalmente por la amortización del mayor valor de la inversión que surge de nuestras inversiones en Argentina y Brasil en diciembre del 2002, lo que no sucedió nuevamente en el 2003.

Ingresos de explotación

Una proporción sustancial de nuestros ingresos consolidados de las ventas en electricidad nosotros las obtenemos de Chile. Sin embargo, los ingresos de las ventas de los otros países representaron el 50,2% y 52,6% de nuestros ingresos consolidados en el 2003 y 2002, respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina representaron el 12,1% de nuestros ingresos consolidados en el 2003 comparado con el 10,5% en el 2002. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia representaron el 22,6% en el 2003 comparado con 24,0% en el 2002 y los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil representaron el 3,3% en el 2003 comparado con el 5,5% en el 2002. Adicionalmente, los ingresos de las ventas de electricidad en Perú representaron el 12,1% en el 2003 comparado con el 12,5% en el 2002. En ambos años, el 2003 y 2002, otros ingresos representaron menos que el 5% de los ingresos consolidados totales.

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los ingresos de explotación de Endesa-Chile para el 2002 y 2003, y el cambio porcentual de un año al otro.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2002	2003	Cambio %
	<i>(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2001, salvo los datos de volumen)</i>		
Ventas de electricidad (Chile)	408.740	429.149	5,0
Ventas de electricidad (Argentina)	99.137	111.279	12,2
Ventas de electricidad (Colombia)	227.539	208.374	(8,4)
Ventas de electricidad (Brasil).....	51.917	30.792	(40,7)
Ventas de electricidad (Perú).....	118.031	110.912	(6,0)
Otros	42.116	29.776	(29,3)
Total.....	<u>947.480</u>	<u>920.282</u>	(2,9)

	Ejercicio que termina al 31 de diciembre del		
	2002	2003	Cambio %
	(GWh)	(GWh)	
Ventas de energía (Chile)	18.344	18.681	1,8
Ventas de energía (Argentina)	7.897	9.259	17,2
Ventas de energía (Colombia)	14.639	14.481	(1,1)
Ventas de energía (Brasil)	3.591	3.770	5,0
Ventas de energía (Perú).....	4.158	4.443	6,9
Total.....	<u>48.629</u>	<u>50.634</u>	4,1

Los ingresos de las ventas de electricidad en Chile mejoraron en un 5,0%, alcanzando Ch\$429,1 mil millones en el 2003 de Ch\$408,7 mil millones en el 2002. Este crecimiento se debe principalmente a un aumento del precio de venta promedio del 3,1% a Ch\$23,0 por kWh en el 2003 de Ch\$22,3 por kWh en el 2002 y un aumento del volumen de ventas contractuales de aproximadamente el 4,6%, lo que se compensó en parte con una disminución en los volúmenes de ventas spot de aproximadamente el 10,7%

Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina aumentaron en un 12,2% a Ch\$111,3 mil millones en el 2003, de Ch\$99,1 mil millones en el 2002. Dicho aumento de ingresos se deben principalmente a los mayores niveles de agua en el embalse El Chocón, lo que permitió a la compañía mejorar sus ventas físicas de energía en un 25,7%, arrojando un aumento de Ch\$13,7 mil millones en ingresos; además, se debe en parte también al incremento del 9,7% en las ventas físicas de energía de Costanera, lo que produjo un aumento de Ch\$16,5 mil millones en ingresos, debido a que la segunda línea de interconexión con Brasil operó durante todo el 2003 pero tan sólo los últimos cinco meses del 2002. Estos factores positivos se compensaron parcialmente con el impacto de la apreciación del peso chileno frente al dólar, lo que ocasionó una disminución en los ingresos de Ch\$18,0 mil millones.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia sufrieron una disminución del 8,4% a Ch\$208,4 mil millones en el 2003 de Ch\$227,5 mil millones en el 2002. Esto se debe principalmente al impacto de la apreciación del peso chileno frente al dólar US, lo que produjo una disminución en los ingresos de Ch\$41,6 mil millones. Dicha disminución se compensó en parte con un aumento del 1,8% en las ventas físicas de energía, que a su vez produjo un aumento de los ingresos de Ch\$21,2 mil millones debido al incremento de 208,5% en las ventas no reguladas, compensado en parte con una disminución del 37,5% en las ventas reguladas y las ventas físicas de energía spot.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil cayeron en un 40,7% a Ch\$30,8 mil millones en el 2003 de Ch\$51,9 mil millones en el 2002 que refleja en mayor medida una disminución del 43,4% en el precio promedio de la electricidad vendida producto de las buenas condiciones hidrológicas en la región y el conflicto entre Cachoeira Dourada y CELG (véase “Procesos legales” en el Ítem 8 del presente Informe), produciendo una pérdida de Ch\$11,7 mil millones. Además, los ingresos se vieron negativamente afectados por la apreciación del peso chileno frente al dólar US, lo que ocasionó una disminución en los ingresos de Ch\$9,4 mil millones. Un aumento de las ventas físicas del 5% compensó en parte estos efectos.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Perú bajaron en un 6,0% a Ch\$110,9 mil millones en el 2003 de Ch\$118,0 mil millones en el 2002, debido a la apreciación del peso chileno frente al dólar US, lo que produjo una reducción de Ch\$21,6 mil millones que se compensó en parte con una mejora en los ingresos de Ch\$14,6 mil millones principalmente producto de un aumento del 6,9% en las ventas físicas.

Otros ingresos bajaron en un 29,3% a Ch\$29,8 mil millones en el 2003 de Ch\$42,1 mil millones en el 2002, principalmente debido a la venta de Infraestructura Dos Mil en el mes de junio del 2003. Los ingresos de Infraestructura Dos Mil en el 2002 sumaron Ch\$20,4 mil millones. De conformidad al GAAP chileno, Endesa-Chile dejó de consolidar Infraestructura Dos Mil con fecha de vigencia del 1 de enero del 2003. El efecto del anterior se compensó parcialmente con un aumento de Ch\$6,0 mil millones provenientes de otros ingresos en Chile.

Gastos de explotación

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los gastos de explotación para los años 2002 y 2003 y el cambio porcentual de un año al otro:

Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
2002	2003	Cambio %
<i>(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2001, excepto los datos de volumen)</i>		
Gastos de explotación (Chile).....	258.913	285.264 10,2
Gastos de explotación (Argentina)	84.602	77.036 (8,9)
Gastos de explotación (Colombia).....	145.284	119.894 (17,5)
Gastos de explotación (Brasil).....	32.901	25.215 (23,4)
Gastos de explotación (Perú).....	39.441	43.037 9,1
Total.....	<u>561.141</u>	<u>550.447</u> (1,9)

Los gastos de explotación de Chile aumentaron un 10,2% a Ch\$285,3 mil millones en el 2003 de Ch\$258,9 mil millones en el 2002. Las condiciones hidrológicas débiles ocasionaron un aumento del 17,4% en los costos variables (Ch\$27,4 mil millones) que nacieron de: (i) una alza del 26,5% en la generación termoeléctrica, ocasionando así un aumento de Ch\$4,9 mil millones en los costos de combustibles y de Ch\$2,8 mil millones en mayores peajes y costos de transporte de energía, en gran medida correspondiente al transporte del gas necesario para la generación térmica; y (ii) un aumento de 63,1% en las compras de energía y potencia a un precio de compra promedio de Ch\$20,1 por kWh durante 2003, lo que es 60% mayor que la cifra del 2002, aumentando así los gastos en Ch\$18,8 mil millones.

Los gastos de explotación en Argentina se redujeron en un 8,9% a Ch\$77,0 mil millones en el 2003 de Ch\$84,6 mil millones en el 2002, principalmente producto de una reducción de Ch\$15,4 mil millones en los gastos debido a la apreciación del peso chileno frente al dólar US. Este efecto se compensó en parte con un aumento de Ch\$4,2 mil millones en los costos de combustibles y las compras de energía y de potencia de Costanera, producto de una subida del 13,3% en la generación termoeléctrica y Ch\$2,8 mil millones más de compras de energía y de potencia de El Chocón. Ambos se deben a los mayores niveles de demanda de energía.

Los gastos de explotación en Colombia bajaron en un 17,5% a Ch\$120,0 mil millones en el 2003 de Ch\$145,3 mil millones en el 2002, lo que en gran parte refleja una reducción de Ch\$26,4 mil millones en los gastos debido a la apreciación del peso chileno frente al dólar US.

Los gastos de explotación en Brasil disminuyeron en un 23,4% a Ch\$25,2 mil millones en el 2003 de Ch\$32,9 mil millones en el 2002, lo que en gran parte refleja una reducción de Ch\$6,0 mil millones en los gastos debido a la apreciación del peso chileno frente al dólar US y una disminución de Ch\$4,4 mil millones debido a una caída del 71,1% en el precio promedio de la energía adquirida, lo que se compensó en parte con un aumento de Ch\$2,6 mil millones en otros costos variables.

Los gastos de explotación en Perú aumentaron en un 9,1% a Ch\$43,0 mil millones en el 2003 de Ch\$39,4 mil millones en el 2002, principalmente debido a un aumento de Ch\$7,1 mil millones en las compras de energía y los costos de los peajes y de transporte ocasionado por la escasez de lluvia y un aumento de Ch\$4,3 mil millones en la depreciación producto de mayores activos fijos. Estos aumentos se compensaron en parte con una reducción de Ch\$7,2 mil millones en los gastos debido a la apreciación del peso chileno frente al dólar US junto con Ch\$1,2 mil millones menos en otros gastos fijos.

Gastos de administración y ventas

Los gastos de administración y ventas disminuyeron en un 14,5% a Ch\$31,3 mil millones en el 2003 de Ch\$36,7 mil millones en el 2002, lo que se debe a una reducción de Ch\$3,5 mil millones que se deriva del impacto de la apreciación del peso chileno frente al dólar US y de una reducción de Ch\$1,9 mil millones en los gastos de nuestras filiales extranjeras, lo que en gran medida es producto de una caída en los sueldos y otros gastos en Colombia.

Margen de explotación

Nuestro margen de explotación disminuyó levemente como porcentaje de nuestros ingresos del 40,8% en el 2002 al 40,2% en el 2003, reflejando una reducción en el margen de explotación en Brasil que se debe principalmente a una caída del precio promedio de la electricidad vendida producto de mejores condiciones hidrológicas en la región además del conflicto entre Cachoeira Dourada y CELG (véase "Procesos legales" en el Ítem 8 del presente Informe). El aumento del margen de explotación en Argentina compensó en parte este efecto y

se debió a mayores niveles de lluvia que permitieron el despacho de más electricidad a menores costos de generación por parte de nuestra filial de generación hidroeléctrica, El Chocón.

Nuestro margen de explotación aumentó como porcentaje de nuestros ingresos del 36,6% en el 2001 a 40,8% en el 2002. Este aumento se debe en parte a mejoras en nuestro margen de explotación en Chile, producto de una mayor generación hidroeléctrica a un menor costo junto con un aumento de las ventas. Esto se compensó en parte con una reducción del margen de explotación en Argentina debido a una disminución de las ventas de energía y del precio promedio de ventas que se debe principalmente a menores precios de ventas en el mercado de electricidad spot y menores ingresos de explotación de El Chocón durante el 2002 producto de la crisis argentina.

Resultado de explotación

La tabla que aparece a continuación muestra un desglose del resultado de explotación por país para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre del 2002 y 2003:

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2002	2003	Cambio %
	(en millones de Ch\$ al 31 del diciembre del 2003, con la excepción de los porcentajes)		
Resultado de explotación (Chile).....	172.500	155.260	(10,0)%
Resultado de explotación (Argentina)	12.725	32.313	153,9%
Resultado de explotación (Colombia).....	76.129	85.984	12,9%
Resultado de explotación (Brasil).....	17.151	3.657	(78,7)%
Resultado de explotación (Perú).....	71.182	61.297	(13,9)%
Total	349.687	338.511	(3,2)%

El resultado de explotación en Chile para el 2003 disminuyó en un 10,0% a Ch\$155,3 mil millones de Ch\$172,5 mil millones en el 2002. Esta reducción se explica principalmente por el aumento de Ch\$26,4 mil millones en los gastos totales que se compensó parcialmente con un aumento de Ch\$9,2 mil millones en los ingresos. Si eliminamos el efecto de la desconsolidación de Infraestructura Dos Mil y Canutillar en el 2003, nuestro resultado de explotación hubiese mejorado en un 3,2 % con respecto al 2002. Consideramos útil eliminar los efectos de la venta de Canutillar y de la desconsolidación de Infraestructura Dos Mil con el fin de entender la tendencia subyacente en nuestro resultado de operación. Véase “Reconciliación de medidas no GAAP con el GAAP chileno” a continuación para obtener una reconciliación de estas medidas no GAAP con el GAAP chileno.

El resultado de explotación en Argentina aumentó en un 153,9% a Ch\$32,3 mil millones en el 2003 de Ch\$12,7 mil millones en el 2002. Dicho aumento se explica principalmente por el incremento en el resultado de explotación de El Chocón de Ch\$11,3 mil millones y el aumento de Ch\$10,6 mil millones del resultado de explotación de Costanera, lo que se expresa en monedas locales en ambos casos. Los ingresos de El Chocón subieron Ch\$13,7 mil millones y sus gastos de explotación cayeron en Ch\$2,2 mil millones con respecto al 2002 debido a una mejor hidrología. Los ingresos de Costanera mejoraron en Ch\$16,5 mil millones y los gastos de explotación disminuyeron Ch\$5,6 mil millones comparado con el 2002. Los ingresos de Costanera aumentaron en parte debido a una alza del 9,7% en las ventas físicas de energía de la segunda línea de interconexión con Brasil, que operó durante todo el año 2003 pero únicamente estuvo en operación los últimos cinco meses del 2002. Estos factores positivos se compensaron en parte con el impacto de la apreciación del peso chileno frente al dólar US, lo que produjo una reducción en nuestro resultado de explotación de Ch\$2,3 mil millones.

En Brasil, el resultado de explotación de Cachoeira Dourada disminuyó en un 78,7% a Ch\$3,7 mil millones en el 2003 de Ch\$17,2 mil millones en el 2002. Dicha disminución se explica principalmente por una reducción de Ch\$10,4 mil millones en los ingresos debido a la facturación parcial que surgió de las decisiones judiciales provisionales asociadas al conflicto contractual con CELG (véase “Procesos legales”) y el efecto negativo de la apreciación del peso chileno y el real brasileño (nuestros contratos con CELG se denominan en el real brasileño) frente al dólar US durante los períodos de la comparación que suma Ch\$3,1 mil millones.

En Colombia, el resultado de explotación para el 2003 aumentó en un 12,9% a Ch\$86,0 mil millones de Ch\$76,1 mil millones en el 2002. Este aumento se explica principalmente por el aumento en el resultado de explotación en términos de la moneda local que alcanza Ch\$23,7 mil millones, lo que se compensó en parte con el efecto negativo de Ch\$13,8 mil millones producto de la apreciación del peso chileno frente al dólar US durante los

períodos de la comparación. Este aumento en el resultado de explotación se debe principalmente a Ch\$21, mil millones en mayores ingresos, una disminución de Ch\$3,5 mil millones en gastos de administración y ventas y una reducción de Ch\$1,1 mil millones en los gastos de explotación.

En Perú, el resultado de explotación de Edegel disminuyó en un 13,9% a Ch\$61,3 mil millones en el 2003 de Ch\$71,2 mil millones en el 2002. Esta disminución se explica principalmente por el efecto negativo por un monto total de Ch\$12,9 mil millones producto de la apreciación del peso chileno frente al dólar US durante los períodos de la comparación. Los ingresos de Edegel subieron Ch\$14,6 mil millones y los gastos de explotación bajaron Ch\$10,8 mil millones durante el 2003, comparado con el 2002.

Resultados fuera de explotación

La tabla que aparece a continuación detalla ciertos datos asociados a nuestros resultados fuera de explotación para cada uno de los períodos indicados:

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2002	2003	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2003, con la excepción de los porcentajes)		
Ingresos fuera de explotación:			
Ingresos financieros	15.399	15.262	(0,9)
Utilidad inversiones empresas relacionadas.....	8.656	17.370	100,7
Otros ingresos fuera de explotación.....	103.509	44.573	(56,9)
Egresos fuera de explotación:			
Gastos financieros.....	(220.329)	(204.136)	(7,3)
Amortización menor valor de la inversión.....	(109.647)	(1.543)	(98,6)
Otros egresos fuera de la explotación	(117.739)	(60.062)	(49,0)
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria.....	4.036	575	(85,8)
Diferencia de cambio	(445)	8.956	2,112,6
Resultados fuera de explotación	<u>(316.560)</u>	<u>(179.005)</u>	(43,5)

Las pérdidas fuera de la explotación alcanzaron Ch\$179,0 mil millones en el 2003 comparado con pérdidas de Ch\$316,6 mil millones en el 2002. Esta reducción en las pérdidas en el 2003 se debe a una amortización del menor valor de la inversión realizada en el 2002 por Ch\$108,1 mil millones asociada a nuestras inversiones en Argentina y Brasil, lo que no sucedió nuevamente en el 2003.

Ingresos financieros. Los ingresos financieros disminuyeron levemente en un 0,9% a Ch\$15,3 mil millones en el 2003 de Ch\$15,4 mil millones en el 2002. Esta disminución se atribuyó principalmente a menores balances de caja en Chile durante el 2003.

Utilidad inversiones empresas relacionadas. La mejora de Ch\$8,7 mil millones en la utilidad inversiones empresas relacionadas se debe principalmente al aumento de la utilidad neta de CIEN que al 31 de diciembre del 2003 alcanzó Ch\$11,1 mil millones comparado con una utilidad neta de Ch\$7,3 mil millones para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2002. El mejor resultado de CIEN en el 2003 se explica por los resultados de explotación significativamente mejores después de la puesta en marcha de su segunda línea de transmisión con Brasil que estuvo en operación durante la totalidad del 2003 pero únicamente durante los últimos cinco meses del 2002.

Otros ingresos fuera de explotación. La reducción de Ch\$58,9 mil millones en otros ingresos fuera de explotación a Ch\$44,6 mil millones en el 2003 de Ch\$103,5 mil millones en el 2002 se explica principalmente por un efecto negativo de Ch\$62,4 mil millones producto de la apreciación del peso chileno frente al dólar US durante los períodos de la comparación.

Gasto financiero. La baja de Ch\$16,1 mil millones se explica principalmente por una reducción en nuestra deuda total de US\$340 millones al cierre del ejercicio. Dicha reducción de la deuda fue producto de los flujos de

caja operacionales y el uso de las ganancias de la venta de Infraestructura Do Mil que permitieron el pago de una parte significativa de nuestra deuda financiera.

Otros egresos fuera de explotación. La disminución de Ch\$57,7 mil millones en otros egresos fuera de explotación se explica principalmente por una reducción de Ch\$44,8 mil millones en los costos asociados a las provisiones para las construcciones actualmente en progreso que se hicieron en el 2002 en Cachoeira Dourada y que no se volvieron a hacer en el 2003. La reducción también se explica por una reducción de las reservas de los activos obsoletos por un monto de Ch\$8,5 mil millones y una disminución de Ch\$5,7 mil millones en gastos de contingencia y de litigio.

Menor valor de la inversión. La reducción de Ch\$108,1 mil millones en el menor valor de la inversión es producto de un perjuicio de las inversiones en Brasil y Argentina durante 2002 que no volvió a suceder en el 2003. Para obtener mayor información de este perjuicio, véase la Nota 13(b) a nuestros estados financieros consolidados auditados y “—Políticas contables críticas—Perjuicio de activos de larga vida y menor valor de la inversión.”

Diferencia de cambio. En el 2003 registramos una ganancia de Ch\$9,0 mil millones, comparado con la pérdida de Ch\$445 millones en el 2002. Este efecto positivo se debe a la apreciación de un 17,4% del peso chileno frente al dólar US en el 2003, comparado con una depreciación del 9,7% en el 2002.

Corrección monetaria. En el 2003, se registró una ganancia de Ch\$0,6 mil millones en la corrección monetaria, comparado con una ganancia de Ch\$4,0 mil millones en el 2002. Esta reducción en la corrección monetaria se debe en mayor medida a menores niveles de inflación en Chile (1,0% en el 2003 versus 3,0% en el 2002).

Utilidad neta

La tabla que aparece a continuación muestra nuestra utilidad neta para los períodos indicados:

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2002	2003	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2003, con excepción a los porcentajes)		
Resultado de explotación.....	349.687	338.511	(3,2)%
Resultado fuera de explotación.....	(316.559)	(179.005)	(43,5)%
Utilidad neta antes de impuestos, interés minoritario y amortización del menor valor de la inversión	33.128	159.506	381,5%
Impuesto sobre la renta	(35.513)	(51.782)	45,8%
Impuestos diferidos.....	(35.822)	24.404	n.a.
Impuestos sobre la renta totales	(71.335)	(27.378)	61,6%
Interés minoritario	(46.943)	(69.586)	(48,2)%
Amortización del menor valor de la inversión.....	86.777	15.590	(82,0)%
Partidas extraordinarias	(11.039)	0	n.a.
Resultado neto.....	(9.412)	78.132	n.a.

Impuestos sobre la renta y partidas extraordinarias. El menor impuesto sobre la renta total de Ch\$44,0 mil millones durante el 2003 se debe en gran medida a una reducción de Ch\$60,2 mil millones en los impuestos diferidos netos de los pasivos, compensado en parte con un aumento en el impuesto sobre la renta debido a los mayores ingresos registrados para el período. La partida extraordinaria de Ch\$11,0 mil millones registrada durante el 2002 corresponde un impuesto de seguridad único aplicado a nuestras filiales colombianas por parte del estado colombiano con el fin de financiar sus actividades de seguridad nacional.

Interés minoritario. El interés minoritario produjo un cargo de Ch\$69,9 mil millones en el 2003, comparado con Ch\$46,9 mil millones en el 2002. El aumento de 48,2% en el 2003 se debe principalmente a una mejora en los resultados de El Chocón en Argentina y Edegel en Perú.

Mayor valor de la inversión. El mayor valor de la inversión fue Ch\$15,6 mil millones en el 2003, comparado con Ch\$86,8 mil millones en el 2002. Esta reducción es producto principalmente de la depreciación acelerada del mayor valor de la inversión asociada a las inversiones en Brasil y Argentina durante el 2002, que no volvió a suceder en el 2003. Véase la Nota 13 a nuestros estados financieros consolidados auditados.

Utilidad neta. La utilidad neta alcanzó Ch\$78,1 mil millones en el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2003, comparado con una pérdida de Ch\$9,4 mil millones en el 2002. Dicha pérdida se debió principalmente a un perjuicio neto del menor valor de la inversión relacionado con las inversiones en Brasil y Argentina, que no volvió a suceder en el 2003.

Esta diferencia se compensó en parte con los siguiente factores:

- Una reducción del 2,9% en los ingresos de explotación producto de la apreciación del peso chileno frente al dólar US durante el 2003; y
- Mayores gastos de explotación de Ch\$10,7 mil millones debido a mayores compras de energía producto de las pobres condiciones hidrológicas.

Resultado de operaciones para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre del 2002 y del 2001

Resumen

Los factores que aparecen a continuación son los que afectaron nuestros resultados para el año 2002, con respecto al 2001:

- Nuestro resultado de explotación para el cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2002 alcanzó Ch\$349,7 mil millones, representando una reducción de un 0,5% con respecto al resultado de explotación de Ch\$351,5 mil millones en el 2001. Esta leve reducción en el resultado de explotación se debe en gran medida al menor resultado de explotación en Argentina y Brasil, lo que se compensó casi por completo con los mejores resultados obtenidos en Chile y Perú.
- Nuestro resultado fuera de explotación registró pérdidas de Ch\$316,6 mil millones en el 2002 en comparación con las pérdidas de Ch\$250,3 mil millones en el 2001. Esta diferencia se explica básicamente por un aumento de Ch\$109,6 mil millones en la amortización del menor valor de la inversión producto del perjuicio de las inversiones de la Compañía en Brasil y Argentina durante el 2002, lo que se compensó en parte con una reducción de Ch\$140 mil millones en los gastos financieros netos y un aumento de Ch\$18,7 mil millones de la utilidad inversiones empresas relacionadas; y
- Nuestro aumento en la amortización del menor valor de la inversión de Ch\$101,3 mil millones es producto de un perjuicio del menor valor de inversión asociada a las inversiones de la Compañía, Cachoeira Dourada en Brasil y El Chocón y Costanera en Argentina durante el 2002. Véase la Nota 13(b) de nuestros estados financieros consolidados auditados y “Políticas contables críticas” para obtener mayor información.

Ingresos de explotación

Obtenemos una proporción sustancial de nuestros ingresos consolidados de las ventas en electricidad en Chile. Sin embargo, los ingresos de las ventas de los otros países representaron el 52,6% y 59,7% de nuestros ingresos consolidados en el 2002 y 2001, respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina representaron el 10,5% de nuestros ingresos consolidados en el 2002 comparado con el 21,8% en el 2001. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia representaron el 24,0% en el 2002 comparado con 21,1% en el 2001 y los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil representaron el 5,5% en el 2002 comparado con el 6,3% en el 2001. Adicionalmente, los ingresos de las ventas de electricidad en Perú representaron el 12,5% en el 2002 comparado con el 10,4% en el 2001. En ambos años, el 2002 y el 2001, otros ingresos representaron menos que el 5% de los ingresos consolidados totales.

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los ingresos de explotación de Endesa-Chile para los años 2001 y 2002 y el cambio porcentual de un año al otro.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2001	2002	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2001, con excepción a los datos de volumen)		
Ventas de electricidad (Chile)	389.943	408.740	4,8
Ventas de electricidad (Argentina)	230.017	99.137	(56,9)
Ventas de electricidad (Colombia)	222.513	227.539	2,3
Ventas de electricidad (Brasil).....	66.986	51.917	(22,5)
Ventas de electricidad (Perú).....	109.294	118.031	8,0
Otros	36.979	42.116	13,9
Total.....	<u>1.055.732</u>	<u>947.480</u>	(10,3)

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2001	2002	Cambio %
	(GWh)		
Ventas de energía (Chile)	18.673	18.344	(1,8)
Ventas de energía (Argentina)	12.988	7.897	(39,2)
Ventas de energía (Colombia)	14.591	14.639	0,3
Ventas de energía (Brasil)	3.743	3.591	(4,1)
Ventas de energía (Perú).....	4.239	4.158	(1,9)
Total.....	<u>54.234</u>	<u>48.629</u>	(10,3)

Los ingresos de explotación totales disminuyeron en un 10,3% a Ch\$947,5 mil millones en el 2002 de Ch\$1.055,7 mil millones en el 2001, lo cual se explica principalmente por el efecto de las actuales condiciones de mercado en Argentina y Brasil sobre las operaciones de nuestras filiales en estos mercados, lo cual sólo se compensó parcialmente con una mejora en las ventas registradas en Chile y Perú.

Los ingresos por ventas de electricidad en Chile experimentaron un incremento de un 4,8% a Ch\$408,7 mil millones en el 2002 de Ch\$389,9 mil millones en el 2001. Este crecimiento se debe principalmente a un mayor precio de venta del 6,7% a Ch\$22,30 por kWh en el 2002 de Ch\$20,90 por kWh en el 2001. Este aumento fue parcialmente compensado con un decrecimiento en los volúmenes de ventas de aproximadamente el 1,8% debido a menores ventas en el mercado spot. El precio medio de venta de la electricidad vendida por nosotros en Chile se incrementó a Ch\$22,30 por kWh en el 2002 de Ch\$20,90 por kWh en el 2001, principalmente debido a una alza en los precios de contratos regulados y no regulados.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina decrecieron un 56,9% a Ch\$99,1 mil millones en el 2002 de Ch\$230,0 mil millones en el 2001. El decrecimiento se debe principalmente a una disminución de las ventas de energía de un 39,2% y una a disminución de un 29,1% en las ventas promedio. El precio de venta promedio por kWh de la electricidad vendida por nuestras filiales en Argentina bajó a Ch\$12,60 por kWh en el 2002 de Ch\$17,70 por kWh en el 2001, debido principalmente a los bajos precios de venta en el mercado spot y al menor precio del contrato de El Chocón en el 2002 debido a la devaluación de la moneda local en más del 70%. El volumen de electricidad vendida en Argentina disminuyó a 7.897 GWh en el 2002 de 12.988 GWh en el 2001 principalmente debido a una baja en la demanda eléctrica en el mercado argentino ocasionada por la inestabilidad económica durante ese período.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil disminuyeron en un 22,5% a Ch\$51,9 mil millones en el 2002 de Ch\$67,0 mil millones en el 2001, explicado principalmente por una reducción del 19,2% en el precio medio de venta durante el ejercicio del 2002 a Ch\$14,5 por kWh en el 2002 de Ch\$17,9 por kWh en el 2001. Esta disminución se debió principalmente a una baja en el precio promedio de ventas de energía debido a la devaluación de la moneda brasileña con respecto al dólar US.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia se incrementaron en un 2,3% a Ch\$227,5 mil millones en el 2002 de Ch\$222,5 mil millones en el 2001, debido mayores volúmenes de ventas a los 14.639 GWh en el 2002 de los 14.591 GWh en el 2001. El incremento en los volúmenes de ventas se relaciona principalmente a una mayor producción de energía dadas las favorables condiciones hidrológicas.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Perú se incrementaron en un 8,0% a Ch\$118,0 mil millones en el 2002 de Ch\$109,3 mil millones en el 2001 debido a un incremento del 10,1% en el precio promedio de ventas de Ch\$28,40 por kWh en el 2002 de Ch\$25,80 por kWh en el 2001. El aumento en el precio promedio de ventas, se debió a la alza en los precios regulados que ayudó a compensar la baja del 1,9% en los volúmenes de ventas.

Los otros ingresos se incrementaron en un 13,9% en el 2002, debido en gran parte a mayores ingresos de Infraestructura Dos Mil y mayores ventas de la filial de ingeniería Ingendesa en función de nuevos contratos de servicios.

Gastos de explotación

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los gastos de explotación para los años 2001 y 2002 y el cambio porcentual de un año al otro.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2001	2002	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2001, con excepción a los datos de volumen)		
Gastos de explotación (Chile).....	272.479	258.913	(5,0)
Gastos de explotación (Argentina)	180.385	84.602	(53,1)
Gastos de explotación (Colombia)	143.191	145.284	1,5
Gastos de explotación (Brasil).....	37.776	32.901	(12,9)
Gastos de explotación (Perú).....	35.402	39.441	11,4
Total	<u>669.233</u>	<u>561.141</u>	(16,2)

Los gastos de explotación disminuyeron a Ch\$561,1 mil millones en el 2002, el 16% menos comparado con Ch\$669,2 mil millones en el 2001. El principal factor que hizo bajar dichos gastos fueron nuestros ahorros en las operaciones en Argentina, Chile y Brasil, lo que fue parcialmente compensado con los mayores gastos de explotación en Colombia y Perú.

Los gastos de explotación en Chile bajaron en un 5,0% a Ch\$258,9 mil millones en el 2002 de Ch\$272,5 mil millones en el 2001. Esta reducción se explica por la excepcional hidrología registrada para el período, lo que nos ha permitido entregar la energía conforme con nuestros contratos, principalmente a través de nuestras centrales hidroeléctricas.

Los gastos de explotación en Argentina disminuyeron en un 53,1% a Ch\$84,6 mil millones en el 2002 de Ch\$180,4 mil millones en el 2001. La menor demanda de energía y la operación de nuestras centrales ocasionaron una situación en que hubo menos necesidad de comprar energía en el mercado spot argentino. El Chocón redujo el nivel de energía comprada en un 63% y el costo de energía comprada en más de un 82%. En el caso de Costanera, las compras físicas sufrieron una baja de más del 75%, contribuyendo a una disminución del 77% en el costo de energía comprada. Por otra parte, la reducción en las actividades de generación en nuestras centrales argentinas produjo una disminución en los otros gastos de explotación. Con respecto a Costanera, la devaluación y la conversión de contratos a la moneda local redujo los costos de combustibles de la central en Ch\$36,1 mil millones, representando casi un 68% menos comparado con el 2001. Dada su calidad de central hidroeléctrica, El Chocón no tiene costos de combustibles, aún así logró una reducción en sus cargos de transmisión y los costos de transporte por un monto alrededor de Ch\$3,2 mil millones debido a los menores volúmenes de venta.

Los gastos de explotación en Brasil bajaron en un 12,9% a Ch\$32,9 mil millones en el 2002 de Ch\$37,8 mil millones en el 2001. Cachoeira Dourada en Brasil se benefició de los menores precios spot ocasionados por el final de la sequía y del racionamiento al comienzo del 2002, reduciendo así sus costos de energía comprada en un 55% y por lo tanto, disminuyendo su gastos de explotación en un 9% comparado con el año pasado.

Los gastos de explotación en Colombia se incrementaron en un 1,5% a Ch\$145,3 mil millones de Ch\$143,2 mil millones. Dicho aumento se debe principalmente a los mayores gastos asociados a los cargos de transmisión.

Los gastos de explotación en Perú aumentaron en un 11,4% a Ch\$39,4 mil millones en el 2002 de Ch\$35,4 mil millones en el 2001. Este aumento en los gastos de explotación de Edegel se debe principalmente a la amortización del costo de mantenimiento asociado a la Central Chimay.

Gastos de administración y ventas

Los gastos de administración y ventas aumentaron en un 4,9% a Ch\$36,7 mil millones en el 2002 de Ch\$35,0 mil millones en el 2001. Este aumento se explica principalmente por el efecto de una disposición establecida durante el 2002 en Colombia asociada a los pasivos de indemnización, lo que se compensó parcialmente con la disminución en los gastos de administración y ventas en Argentina.

Resultado de explotación

En el 2002 se registró un resultado de explotación en el 2002 de Ch\$349,7 mil millones, lo que representa una reducción del 0,5% comparado con el resultado de explotación de Ch\$351,5 mil millones en el 2001. Esta leve reducción en el resultado de explotación se debe básicamente a un menor resultado de explotación en Argentina y Brasil, lo que se compensó casi exclusivamente con los mejores resultados registrados en Chile y Perú.

En Chile, el resultado de explotación para el 2002 se registró en Ch\$172,5 mil millones – un aumento del 26,4%. Dicha alza fue producto principalmente de la mayor generación hidroeléctrica asociada a una mejora en los niveles de los embalses. Otro factor que contribuyó a dicha alza fue el aumento en los precios promedio de venta, producto de las políticas de marketing de Endesa-Chile que le permitieron obtener mejores precios con sus clientes no regulados y en los mercados spot. Por otra parte, la reducción en la generación termoeléctrica ocasionó una disminución de Ch\$26,9 mil millones en el costo de combustibles y del gas para el transporte. Finalmente, los mayores caudales facilitaron una reducción de Ch\$10,2 mil millones en el costo de compras de energía

En Argentina, se registró un resultado de explotación de Ch\$12,7 mil millones que representa una caída de Ch\$32,3 mil millones con respecto al 2001. Esta reducción se debe a la baja en los precios de venta promedio de energía de El Chocón, producto de la devaluación del peso argentino y una disminución del 39,2% en los volúmenes de ventas de energía en Argentina. Por otra parte, los bajos precios de energía en Brasil, ocasionados por el abundante suministro de agua en la región, significaron que sólo se recurriera a la línea de interconexión CIEN para abastecer el 2% de la demanda de agua. No obstante, el resultado de explotación de la Central Costanera subió en Ch\$2,9 mil millones en relación con el año anterior, debido a las ventas de capacidad en la interconexión con Brasil que parcialmente compensaron la baja en las ventas de energía de El Chocón.

En Brasil, el resultado de explotación de Cachoeira Dourada disminuyó en un 39,2% a Ch\$17,2 mil millones en el 2002 de 28,2 mil millones en el 2001. La baja del 19,2% en el precio de energía promedio fue la causa principal de esta reducción que a su vez fue producto de la devaluación de la moneda brasileña con respecto al dólar US y las mayores compras de energía asociadas a la recuperación de embalses después de una prolongada sequía en el sureste de Brasil.

En Colombia, el resultado de explotación del 2002 se incrementó en un 1,3% a Ch\$76,1 mil millones producto en gran parte a un aumento de los volúmenes de ventas de energía debido a una mejora en los abastecimientos de agua y en el nivel de la pluviosidad y a los mayores precios de venta de energía en el mercado spot.

Nuestra filial en Perú, Edegel, también contribuyó al mayor resultado de explotación consolidado. El resultado de explotación de Edegel se incrementó en un 6,7% a Ch\$71,2 mil millones debido principalmente a mayores precios de venta promedio en el mercado spot que más que compensaron la reducción en los volúmenes de venta de energía.

Resultados fuera de explotación

La tabla que aparece a continuación establece ciertos datos con respecto a nuestros resultados fuera de explotación para cada uno de los períodos indicados.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
	2001	2002	Cambio %
	(en millones de pesos Ch\$ constantes al 31 de diciembre del, con excepción de los porcentajes)		
Resultados fuera de explotación:			
Ingresos financieros.....	19.342	15.399	(20,4)
Utilidad inversiones empresas relacionadas	(10.047)	8.656	(186,2)
Otros ingresos fuera de explotación.....	56.375	103.509	83,6
Gastos fuera de explotación:			
Gastos financieros.....	(238.242)	(220.329)	(7,5)
Amortización menor valor de la inversión.....	(8.351)	(109.647)	1.213,0
Otros egresos fuera de explotación.....	(59.086)	(117.739)	99,3
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria	4.382	4.036	(7,9)
Diferencia de cambio.....	(14.650)	(445)	(97,0)
Resultados fuera de explotación	(250.277)	(316.560)	26,5

Se registró una pérdida en los resultados fuera de la explotación de Ch\$316,6 mil millones en el 2002 comparado con pérdidas de Ch\$250,3 mil millones en el 2001. Esta diferencia se explica en mayor medida por el aumento de Ch\$109,6 mil millones en la amortización menor valor de la inversión que resultó del perjuicio de las inversiones de la Compañía en Brasil y Argentina durante el 2002, lo que se compensó en parte con una disminución de Ch\$14,0 mil millones en los gastos financieros netos y una alza de Ch\$18,7 mil millones en la utilidad inversiones empresas relacionadas.

Ingresos financieros. Los ingresos financieros disminuyeron en un 20,4% a Ch\$15,4 mil millones en el 2002 de Ch\$19,3 mil millones en el 2001. La disminución en el 2002 con respecto al 2001 se atribuyó principalmente a los menores balances de caja en nuestras filiales en Argentina.

Utilidad inversiones empresas relacionadas. La mejora de Ch\$18,7 mil millones en la utilidad inversiones empresas relacionadas se debe principalmente al aumento en la utilidad neta de CIEN que para el 2002 alcanzó Ch\$7,3 mil millones comparado con una pérdida de Ch\$10,0 mil millones para el ejercicio terminado en el 2001. El mejor resultado de CIEN en el 2002 se explica por los resultados de explotación significativamente mejores después de la puesta en marcha de su segunda línea de transmisión, con los primeros 500 MW en línea en mayo del 2002 y los 500 MW restantes en agosto del 2002.

Otros resultados fuera de explotación. El aumento de Ch\$47,1 mil millones en los resultados de otros ingresos fuera de explotación a Ch\$103,5 mil millones en el 2002 de Ch\$56,4 mil millones en el 2001 se explica principalmente por el efecto positivo de la devaluación en los pasivos en moneda local de nuestras filiales en Colombia y Argentina, lo que fue compensado con las ganancias de Ch\$18,8 mil millones y Ch\$3,2 mil millones asociados a la recompra de bonos y a la venta de las acciones de Transelec, respectivamente.

Gasto financiero. La baja de Ch\$17,9 mil millones en los gastos financieros netos se explica principalmente por la reducción en la deuda de US\$240 millones. Dicha reducción fue producto de los flujos de caja operacionales que permitieron el pago la deuda financiera en el 2002 y de las menores tasas de interés ocasionadas por la caída en las tasas de interés internacionales del 2001.

Otros gastos fuera de explotación. El aumento de Ch\$58,7 mil millones en los otros gastos fuera de explotación se explica principalmente por una amortización total en los libros contables durante el 2002 relacionada con los activos de nuestra filial de generación en Brasil, Cachoeira Dourada.

Menor valor de la inversión. El aumento de Ch\$101,3 mil millones en la partida del para menor valor de la inversión es producto de un perjuicio de las inversiones de la Compañía (Cachoeira Dourada en Brasil y El Chocón y Costanera en Argentina) durante el 2002. Para obtener mayor información de este perjuicio, véase la Nota 13(b) a nuestros estados financieros consolidados auditados y "Políticas contables críticas."

Diferencia de cambio. La pérdida de Ch\$445,0 millones para el ejercicio terminado en el 2002, comparado con la pérdida de Ch\$14,7 mil millones para el ejercicio terminado en el 2001, refleja el hecho de que para el ejercicio terminado en el 2002 el peso chileno se depreció en un 9,7% frente al dólar US versus una depreciación del 14,1% durante el mismo período en el año anterior. Sin embargo, en gran medida se compensaron estas pérdidas con las operaciones de contratos a futuro que ocasionaron una ganancia de Ch\$16,2 mil millones para el ejercicio terminado en el 2002.

Corrección monetaria. En el 2002 se registró una ganancia de Ch\$4,0 mil millones en la corrección monetaria, comparado con una ganancia de Ch\$4,4 millones en el 2001. Esta leve reducción en la corrección monetaria se debe al efecto combinado de menores tasas de inflación en Chile (3,0% en el 2002 versus 3,1% en el 2001) y un mayor nivel de pasivos monetarios netos durante el 2002.

Impuesto sobre la renta

El mayor impuesto sobre la renta durante este período refleja los mejores resultados de las operaciones en Chile y Perú. La extraordinaria partida de Ch\$11,0 mil millones corresponde a un impuesto de seguridad único cobrado por las autoridades colombianas sobre el patrimonio de las compañías con el fin de financiar las actividades nacionales de seguridad. Se registró la totalidad del impuesto en el período del 2002.

Interés minoritario

El interés minoritario produjo un cargo de Ch\$46,9 mil millones en el 2002, comparado con Ch\$34,4 mil millones en el 2001. El aumento del 36,6% en el 2002 comparado con 2001 se debe principalmente a una mejora en los resultados de Emgesa en Colombia.

Mayor valor de la inversión

El mayor valor de la inversión fue Ch\$86,8 mil millones en el 2002, comparado con Ch\$46,4 mil millones en el 2001. Este aumento se debe principalmente al perjuicio de las inversiones de la Compañía en Brasil y Argentina durante el 2002. Véase la Nota 13 a nuestros estados financieros consolidados auditados.

Utilidad neta

La Compañía registró una pérdida de Ch\$9,4 mil millones en el 2002, comparado con una utilidad neta de Ch\$72,9 mil millones en el 2001. Esto se debe principalmente al perjuicio neto de Ch\$56,7 mil millones del menor valor de la inversión y el mayor valor de la inversión (después del interés minoritario) de las inversiones en Argentina y Brasil. La cantidad del perjuicio de menor valor de la inversión en Argentina es Ch\$27,2 mil millones y Ch\$72,8 mil millones en Brasil. Este ajuste se compensó en parte con:

- Un aumento del 26,4% en el resultado de operaciones en Chile principalmente debido a mejores condiciones hidrológicas;
- Una mejora de Ch\$18,7 mil millones en el resultado neto de utilidad inversiones empresas relacionadas fundamentalmente debido a los mejores resultados de CIEN que exporta energía de Argentina a Brasil y en la cual Endesa-Chile tiene una participación de 45%; y
- Una reducción de Ch\$14,0 mil millones o una disminución del 6,4% en los gastos financieros.

B. Liquidez y recursos de capital

Las principales fuentes de liquidez de Endesa-Chile consisten en los flujos de caja operacionales, los créditos nacionales e internacionales de bancos comerciales y las ofertas de deuda en los mercados de capital nacional e internacional.

La discusión que aparece a continuación sobre nuestros flujos de caja se basa en el GAAP chileno. Véase la Nota 34 a nuestros estados financieros consolidados auditados para obtener una reclasificación de las diferencias entre el GAAP U.S. y el GAAP chileno.

Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre del 2003, nuestras principales fuentes de fondos eran los siguientes:

- Ch\$844,5 mil millones mil millones de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$584,6 mil millones de los ingresos de explotación;
- Ch\$152,8 mil millones de la venta de activos; y
- Ch\$49,8 mil millones del pago de un crédito por parte de Infraestructura Dos Mil.

Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre del 2003, nuestros principales usos de fondos eran los siguientes:

- Ch\$1.018,3 mil millones en amortizaciones de deuda de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$204,1 mil millones principalmente en gastos financieros;
- Ch\$131,1 mil millones en inversiones;
- Ch\$100,3 mil millones en pagos tributarios;
- Ch\$57,9 mil millones en otros usos;
- Ch\$36,4 mil millones en pagos de dividendos; y
- Ch\$12,7 mil millones en reducciones de capital.

Nuestra generación de caja neta durante el 2003 se situó en aproximadamente Ch\$39,7 mil millones.

Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre del 2002, nuestras principales fuentes de fondos eran los siguientes:

- Ch\$673,5 mil millones de los ingresos de explotación;
- Ch\$551,1 mil millones de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$19,7 mil millones de la venta de activos.

Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre del 2002, nuestros principales usos de fondos eran los siguientes:

- Ch\$688,5 mil millones en amortizaciones de deuda de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$214,9 mil millones principalmente en gastos financieros;
- Ch\$136,2 mil millones en inversiones;
- Ch\$102,9 mil millones en pagos tributarios;
- Ch\$69,3 mil millones en pagos de dividendos; y
- Ch\$5,0 mil millones en otros usos.

Nuestra generación de caja neta durante el 2002 se situó en aproximadamente Ch\$29,2 mil millones.

Para obtener una descripción de los riesgos de liquidez que son producto de la incapacidad de nuestras filiales de realizar transferencias de fondos a nosotros, véase “Factores de riesgo—Dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales para poder cumplir con nuestras obligaciones de pago.”

La estrategia de financiamiento global de nuestras filiales la coordinamos nosotros. Nuestras filiales de operaciones desarrollan sus planes de inversiones de capital de manera independiente y, por lo general, nuestra 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 y el financiamiento directo. Coordinamos todo el financiamiento para las adquisiciones de generación en Endesa-Chile. Para obtener mayor información de nuestros compromisos de inversiones de capital, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía — A. Historia y desarrollo de la compañía — Inversiones, inversiones de capital y desinversiones”. Hemos accedido al mercado internacional de capital social mediante la inscripción de una emisión de ADS el 3 de agosto de 1994. Además, con frecuencia hemos emitido bonos o bonos yanqui en los mercados de capitales internacionales. Tanto nuestras filiales como nosotros hemos emitido bonos yanqui entre 1996 y el 2003, US\$2.200 millones de los cuales actualmente se encuentran en circulación. En junio del 2000, Endesa-Chile estableció un programa de bonos a mediano plazo en euro o también conocido como el programa EMTN, por un monto acumulado de €1 mil millones. En julio del 2000 emitimos €400 millones en bonos a una tasa flotante a tres años en virtud de nuestro programa EMTN, todos los cuales ya se han pagado.

La tabla que aparece a continuación enumera los bonos yanqui 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 yanqui emitidos por Endesa-Chile y sus filiales consolidadas es aproximadamente 8,04% y a la fecha el monto del principal acumulado en circulación de dichos bonos se sitúa en los US\$2.200 millones.

Emisor	Vencimiento	Cupón (como un porcentaje)	Monto del principal acumulado emitido (en millones de US\$)
Endesa-Chile Overseas Co.	1 de abril del 2006	7,200	150
Endesa-Chile.....	15 de Julio del 2008	7,750	400
Endesa-Chile.....	1 de abril del 2009	8,500	400
Endesa-Chile.....	1 de agosto del 2013	8,350	400
Endesa-Chile.....	1 de agosto del 2015	8,625	200
Endesa-Chile.....	1 de febrero del 2027	7,875	230
Endesa-Chile (1).....	1 de febrero del 2037	7,325	220
Endesa-Chile.....	1 de febrero del 2097	8,125	200

(1) Los titulares de los bonos yanqui pueden ejercer su opción de venta con Endesa-Chile el 1 de febrero del 2009.

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 ciertos 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. En el 2001, Endesa-Chile emitió UF 7,5 millones (aproximadamente US\$180 millones al momento de la emisión) en bonos chilenos a 5 y 21 años a una tasa de interés del 6,2% anual en ambos casos. El 24 de octubre del 2003, Endesa-Chile emitió UF 4 millones en bonos denominados en UF a 7 años a una tasa de interés del 5,65% anual junto con UF 4 millones adicionales en bonos denominados en UF a 25 años a una tasa de interés del 6,74% anual por un monto de principal acumulado de UF 8 millones (Ch\$135,8 mil millones o US\$214 millones al momento de la emisión). Para obtener mayor información de los bonos locales emitidos por Endesa-Chile, véase la Nota 17 a nuestros estados financieros consolidados auditados.

Además, con frecuencia Endesa-Chile pide prestado fondos en los mercados de bancos comerciales, tanto en la forma de créditos bilaterales como préstamos sindicados. En 1999 obtuvimos US\$ 1,8 mil de millones en créditos bilaterales a 2 años con un consorcio bancario. Los créditos se otorgaron por dos años y vencen en el 2003. También hemos suscritos varios créditos sindicados a lo largo de los últimos años, incluyendo entre otros, el más reciente mecanismo sindicado de US\$ 500 millones en un bullet a 3 años emitido en julio del 2001. Dichos créditos sindicados se pagaron antes del inicio de su fecha de vencimiento mediante los fondos que obtuvimos de un mecanismo de crédito sindicado que suscribimos en mayo del 2003.

El 15 de mayo del 2003, Endesa-Chile consolidó en un acuerdo de crédito de aproximadamente US\$743 millones otros acuerdos de créditos bilaterales y sindicados que de lo contrario hubiesen vencido en el 2003 y el 2004. Este mecanismo le permitió a la Compañía eliminar un prepago obligatorio en caso de que el prestatario no obtuviese la clasificación del “grado de inversión” de Standard & Poor’s. La obligación total pendiente en virtud de dicho mecanismo crediticio se ha pagado por completo según se describe a continuación.

El 4 de febrero del 2004, Endesa-Chile suscribió un acuerdo con un consorcio bancario para la emisión de un nuevo mecanismo de crédito *senior* a un plazo no garantizado de US\$250 millones (el “mecanismo de Endesa-Chile) mediante la surcursal de Endesa-Chile en las Islas Caimán. Endesa-Chile pidió prestado el monto completo en virtud de dicho mecanismo y aplicó los fondos del endeudamiento junto con las ganancias de la emisión de US\$600 millones en bonos yanqui del 18 de Julio del 2003 al pago de todos los montos sin pagar del mecanismo de crédito de Endesa-Chile de US\$743 millones emitido el 25 de mayo del 2003. El mecanismo de Endesa-Chile se clasifica *pari passu* con todas las obligaciones de deuda subordinada de Endesa-Chile. No se exige ningún pago del principal con respecto al mecanismo de Endesa-Chile hasta que llegue a su vencimiento dentro de los 42 meses de la fecha de cierre original, a saber, el 9 de febrero del 2004; sin embargo, antes del vencimiento, se le exige a Endesa-Chile el pago del interés del monto del principal no pagado de todos los créditos incluidos en el mecanismo de Endesa-Chile, lo que se somete al prepago obligatorio de todos los montos pagaderos a cualquier prestador, a la disposición de dicho prestador, en caso de haber algún cambio en el control de Endesa-Chile o en caso de que Endesa-Chile dejase de ser una empresa pública. El mecanismo de Endesa-Chile le exige a la compañía que obedezca ciertas disposiciones financieras específicas con relación a las siguientes razones máximas: de endeudamiento a flujo de caja ajustado (que fluctúe de 10.40:1 en el 2003 a 8.40:1 en el tercer trimestre del 2007); de endeudamiento a EBITDA (que fluctúe de 6.40:1 en el 2003 a 5.00:1 en el tercer trimestre del 2007); de endeudamiento a patrimonio (que fluctúe del 120% en el 2003 al 102% en el tercer trimestre del 2007); y una razón máxima del flujo de caja ajustado a gasto financiero (que fluctúe de 1.50:1 en el 2003 a 1.7:1 en el tercer trimestre del 2007). El mecanismo de Endesa-Chile contiene disposiciones que asigna ciertas restricciones a Endesa-Chile y a algunas de sus filiales con respecto a los límites para (i) vender, ceder, traspasar o contribuir los activos de explotación esenciales; (ii) recomprar o recuperar el capital social y otras contribuciones asociadas a su capital social; (iii) realizar fusiones, consolidaciones, liquidaciones o disoluciones; (iv) vender activos; (v) crear o aceptar gravámenes sobre la propiedad o los activos; (vi) realizar transacciones con las empresas asociadas (con la excepción de aquellas transacciones realizadas durante el curso normal de los negocios y en igualdad de competencia; (vii) participar en transacciones de venta y retroarriendo; y (viii) hacer cualquier cambio sustancial en la naturaleza de la actividad principal de Endesa-Chile o de Endesa-Chile y sus filiales como una totalidad. Dichas restricciones no se aplicarán una vez que se pague por completo el mecanismo de Endesa-Chile que vence el 4 de agosto del 2007. No consideramos sustanciales estas disposiciones y restricciones. El margen sobre el LIBOR al cual devenga el interés se determina en virtud del mecanismo de Endesa-Chile al hacer referencia a la clasificación de S&P de la deuda denominada en moneda extranjera a largo plazo *senior* no asegurada de Endesa-Chile; dichos márgenes varían de 75 puntos bases para una clasificación de A- o mayor a 275 puntos base para una clasificación menor que BB+. Al momento de la entrega del presente informe anual, la tasa de interés vigente que se aplica al mecanismo de Endesa-Chile es LIBOR más 115 puntos base. Para obtener información detallada de las tasas de interés promedio ponderadas que se aplican a nuestros créditos bancarios, véase la Nota 15 a nuestros estados consolidados auditados.

En el pasado, una parte sustancial del endeudamiento financiero de Endesa-Chile se sometía a gatilladores de prepago obligatorios (en caso de dejar de gozar de la clasificación de “grado de inversión” de Standard & Poor’s) y a una matriz de fijación de precios para las clasificaciones de Standard & Poor’s de deudas en moneda extranjera a largo plazo *senior* no asegurada del prestatario. El 11 de diciembre del 2002, Standard & Poor’s degradó la clasificación de Endesa-Chile para dicha deuda de una “BBB+” a una “BBB” producto de las devaluaciones de divisas que afectaban nuestras filiales argentinas y brasileñas además de las reducciones de los precios de nudo de Chile. El 21 de febrero del 2003, la rebajaron nuevamente de una “BBB” a una “BBB-” con una perspectiva negativa, lo que se fundó principalmente en las crecientes preocupaciones de Standard & Poor’s con respecto a la capacidad de Endesa Chile de refinanciar ante las difíciles condiciones de mercado y el deterioro de nuestras inversiones en Argentina y Brasil. El 16 de mayo del 2003 y en consecuencia directa de nuestro nuevo refinanciamiento bancario, Standard & Poor’s eliminó la perspectiva negativa y mantuvo en “BBB-“ con una perspectiva estable la clasificación de deuda de las clasificaciones de las monedas extranjeras corporativas de Endesa-Chile.

Los bonos yanqui de Endesa-Chile contienen disposiciones que les asignan restricciones a Endesa-Chile y a ciertas filiales suyas con respecto a los límites dentro de los cuales pueden (i) crear o aceptar gravámenes sobre las propiedades y los activos; y (ii) celebrar transacciones de venta y de retroarriendo.

Como es de rigor para ciertos mecanismos de crédito y de deuda del mercado de capitales, una parte significativa del endeudamiento financiero de Endesa-Chile está sujeto a disposiciones de incumplimiento recíproco. El mecanismo de Endesa-Chile y los bonos yanqui constituyen los componentes más sustanciales del endeudamiento de la Compañía y contienen las disposiciones de incumplimiento recíproco más significativas. Las

demás deudas por pagar suman montos menos importantes y sus disposiciones de incumplimiento recíproco, de haberlas, cuentan con puntos mínimos más altos.

El incumplimiento del pago con relación a cualquiera de las deudas individuales de Endesa-Chile (o de algunas de sus filiales de mayor importancia) que están sujetas al vencimiento de los plazos de gracias pertinentes (si los hay) y a un valor mínimo de importancia relativa de US\$30 millones por pagar (cada una por separada) podría ocasionar un incumplimiento recíproco en virtud del mecanismo de Endesa-Chile. Las filiales pertinentes de Endesa-Chile que cuentan con un endeudamiento superior a los US\$30 millones al 31 de marzo del 2004 son: Celta, Pehuenche, Endesa Internacional y Betania.

Si Endesa-Chile o cualquiera de sus filiales no cumpliera con el pago de cualquier deuda en particular con un monto de principal superior a los US\$30 millones, se gatillaría un evento de incumplimiento en virtud de los bonos yanqui de Endesa-Chile. Las filiales de Endesa-Chile que tienen un endeudamiento mayor a los US\$30 millones al 31 de marzo del 2004 son: Betania, Celta, Pehuenche, Endesa Internacional, San Isidro, Costanera y Emgesa.

Cualquier evento de incumplimiento que se relacionase con los bonos yanqui de Endesa-Chile gatillaría un incumplimiento recíproco en virtud de la mayor parte de los acuerdos de crédito bancario existentes.

Además de las disposiciones de incumplimiento recíproco 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 sujeta a un punto mínimo de importancia relativa de US\$30 millones (US\$50 millones en algunos casos) cada una por separada, y (B) ciertos otros eventos de incumplimiento de rigor. Algunos de los ejemplos más importantes de dichos eventos de rigor que gatillan un incumplimiento consisten en los procesos de bancarrota y de insolvencia, los fallos desfavorables de importancia y ciertas acciones del estado tales como la nacionalización, confiscación y expropiación de activos. 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.

Al momento de la inscripción del presente informe cumplimos con las disposiciones importantes de nuestros instrumentos de deuda. Aunque cabe señalar que a la fecha existe un pago atrasado por un monto insignificativo de Costanera (que suma US\$3,6 millones de deuda bancaria.) Estamos en un proceso avanzado de conversaciones con el prestatario de dicho mecanismo de deuda y esperamos llegar a un acuerdo pronto para el pago parcial o la reprogramación de la misma.

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 a 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. Sin embargo, 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 inversionista, véase “Factores de riesgo—Riesgos asociados a nuestras operaciones—Somos una sociedad inversionista y dependemos de los pagos de nuestras filiales y compañías relacionadas 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 del futuro previsible. Endesa-Chile pretende refinanciar su deuda a corto plazo hasta un monto aproximado de US\$290 millones.

Las transacciones a continuación constituyen las que tuvieron el mayor impacto en nuestra liquidez durante el 2003:

- El 7 de abril del 2003 Endesa-Chile llegó a un acuerdo con HQI Transelec para la venta de sus activos de transmisión en el SING. Endesa-Chile recibió un pago de US\$110 millones de conformidad a los términos de este acuerdo. La transacción incluía la enajenación de 285 kilómetros de circuitos de línea de 220 kV que corresponden a los activos de la central de Tarapacá por un monto aproximado de US\$32 millones y el traspaso de 673 kilómetros de circuitos de línea de 220 kV que corresponden a GasAtacama Generación Limitada — en la que Endesa tiene una participación del 50% — por un monto aproximado de US\$78 millones
- El 30 de abril del 2003, Endesa-Chile finiquitó la venta de los activos de la central hidroeléctrica Canutillar a Cnelca S.A., una filial de Minera Valparaíso S.A. por un monto de US\$174 millones.
- El 1 de mayo del 2003, Endesa-Chile pagó el bono yanqui de US\$170 millones de nuestra filial chilena Pehuenche y lo financió en parte con los recursos recibidos de la venta de los activos de Canutillar.
- El 23 de junio del 2003, Endesa-Chile vendió Infraestructura Dos Mil a OHL por un total de US\$55 millones y desconsolidó una deuda de US\$220 millones a partir de enero del 2003 que Infraestructura Dos Mil debe a terceros.
- El 23 de julio del 2003, Endesa-Chile realizó con éxito la emisión de bonos de US\$600 millones de principal acumulado en el mercado estadounidense. Dicha transacción se divide en dos tramos, el primero de los cuales consiste en US\$400 millones de bonos no asegurados a 10 años a una tasa de interés del 8,35% y el segundo constituye un total de US\$200 millones en bonos no asegurados a 12 años a una tasa de interés del 8,625%. Los recursos obtenidos de la venta de dichos bonos se aplicaron al prepago de parte del crédito sindicado de US\$743 millones descrito en los párrafos anteriores.
- El 24 de julio del 2003, Endesa-Chile pagó el bono de €400 millones de euro de Endesa-Chile Internacional.
- El 24 de octubre del 2003, Endesa-Chile colocó UF 8.000.000 (aproximadamente US\$214 millones) con éxito en el mercado local en dos tramos iguales con vencimientos de 7 y 25 años a tasas de interés del 5,65% y el 6,74%, respectivamente.

Reconciliación de las medidas no GAAP con el GAAP chileno

La tabla que aparece a continuación excluye el efecto que tienen la desconsolidación de Infraestructura Dos Mil, la venta de los activos de Canutillar y la apreciación del peso chileno frente al dólar US en nuestro resultado de explotación para los períodos indicados

	2002	2003
	(en millones de Ch\$ constantes)	
Resultado de explotación.....	349.687	338.511
Infraestructura Dos Mil S.A.....	(8.288)	—
Efecto de la apreciación del peso chileno	(32.223)	—
Resultado de explotación menos lo anterior	<u>309.176</u>	<u>338.511</u>

C. Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.

Los costos incurridos por la Compañía para sus gastos de inversión y desarrollo que son generales (estudios de los niveles de agua, investigación hidroeléctrica, levantamientos de la actividad sísmica) se contabilizan a medida que se hagan. Se capitalizan los estudios relacionados con proyectos de construcción específicos. Durante los años terminados al 31 de diciembre del 2001, 2002 y 2003 no se incurrió ningún costo de investigación y desarrollo.

D. Información de 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 un mayor acceso a un universo de clientes más amplio, permitiéndonos competir con el fin de servir a clientes con márgenes mayores. También existe una tendencia general a la interconexión de los sistemas eléctricos, incluyendo sistemas que cruzan las fronteras internacionales, tales como nuestro proyecto CIEN entre Argentina y Brasil, lo que aumenta la competencia en los mercados que reciben su suministro de los proyectos de interconexión y al mismo tiempo crea nuevos mercados para nuestra capacidad instalada actual.

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 “Ítem 3. Información clave—Factores de riesgos asociados a Argentina.”

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

La tabla que aparece a continuación muestra las obligaciones de pago de caja de la Compañía al 31 de diciembre del 2003:

Obligaciones de pago por período de vencimiento (en millones de US\$)
ENDESA-CHILE consolidada

<u>Al 31 de diciembre del 2003</u>	<u>TOTAL</u>	<u>Enero a diciembre del 2004</u>	<u>Enero a diciembre del 2005</u>	<u>Enero a diciembre del 2006</u>	<u>Después de diciembre del 2006</u>
Deuda bancaria.....	884	243	141	57	444
Otros bonos.....	840	13	53	310	464
Bonos yanqui.....	2.016	0	0	150	1.866
Deuda entre empresas.....	124	124	0	0	0
Otra deuda.....	219	28	39	40	112
Gastos financieros.....	1.469	295	278	257	1.698
obligaciones de pensión y otras obligaciones de beneficios post jubilación (4)	94.6	6.4	6.6	7.3	74.2
Obligaciones contractuales (1)					
Arriendos (2).....	—	—	—	—	—
Obligaciones de compra (3).....	2.528	134	131	126	1.078
Total (4).....	8.175	843	649	947	5.736

- (1) Además de las obligaciones contractuales que se establecen arriba, esperamos desembolsar gastos de inversión por un monto de US\$184 millones en el 2004, US\$100 millones en el 2005 y US\$294 millones en el 2006.
- (2) No contamos con ninguna obligación de operación o de arriendo de capital sustancial.
- (3) Consiste principalmente en contratos de compra de energía, contratos de operaciones y mantenimiento y de otros servicios.
- (4) 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.

F. Puerto seguro

Ninguno.

Ítem 6. Directores, gerencia general y empleados

A. Directores y Gerencia General

Los actuales directores y principales ejecutivos de Endesa-Chile son los siguientes:

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>En el Cargo Actual Desde</u>	<u>Vencimiento del Período Actual</u>
Directores			
Luis Rivera Novo (1) (3)	Presidente	2002	2005
Antonio Pareja Molina (1)	Vicepresidente	2000	2005
Ignacio Blanco Fernández (1)	Director	2002	2005
Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	1995	2005
Jaime Bauzá Bauzá (2) (3)	Director	1999	2005
Carlos Torres Vila (1)	Director	2002	2005
Andrés Regué Godall (1)	Director	1999	2005
Antonio Tuset Jorratt (2) (3)	Director	1999	2005
Enrique García Alvarez (1)	Director	2003	2005
Principales ejecutivos			
Héctor López Vilaseco	Gerente General	2000	N/A
Alejandro González Dale	Gerente de Administración y Finanzas	2003	N/A
Julio Valbuena Sánchez	Gerente de Planificación y Control	2002	N/A
Rafael Mateo Alcalá	Gerente de Producción y Transporte	1999	N/A
Carlos Martín Vergara	Gerente de Fiscalía	1996	N/A
Juan Carlos Mundaca	Gerente de Recursos Humanos	2000	N/A
José Venegas Maluenda	Gerente de Trading y Comercialización	2001	N/A
Rafael Errázuriz Ruis Tagle	Gerente de Planificación Energética	2001	N/A
Rodolfo Nieto Maturana	Gerente de Comunicación	2000	N/A
Claudio Iglesias Guillard	Gerente de Generación Chile	1999	N/A

(1) Director designado como representante de Enersis.

(2) Director Independiente no designado por un accionista en particular.

(3) Miembro del Comité de Directores.

(4) Funcionario de Endesa-España.

Directores

Luis Rivero Novo pasó a ser presidente del directorio en julio del 2002. En 1998, se unió a Endesa-España como vicepresidente ejecutivo. Actualmente, el Sr. Rivera es el director general de Endesa España Internacional y el presidente de Endesa-España. El Sr. Rivera ha sido director de algunas filiales de Endesa-España incluyendo la Compañía Sevillana de Electricidad y Enersis. Se desempeñó como consultor para McKinsey desde 1986 y se hizo socio de esa firma en 1991. En McKinsey, se especializó en los sectores de energía y finanzas. El Sr. Rivera es titulado en Ingeniería Civil de la Universidad Politécnica de Madrid y obtuvo un MBA de INSEAD.

Antonio Pareja Molina pasó a ser vicepresidente del directorio en agosto del 2000. Desde 1986, el Sr. Pareja ha ocupado diversos cargos en Endesa-España, los que incluyen su actual cargo de director de planificación corporativa (cargo que ocupa desde 1998), gerente de planificación y control corporativo y director de control. En la actualidad el Sr. Pareja también es miembro del Comité Ejecutivo del Grupo Endesa, un director de Chilectra S.A. y el vicepresidente de Endesa-Chile. Es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales y posee un título postgrado de la London Business School y del Instituto Empresa.

Leonidas Vial Echeverría pasó a ser Director en abril de 1995. En junio de 1988 Sr. Vial asumió el cargo de vicepresidente de la Bolsa de Comercio de Santiago, como asimismo 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 Bauzá pasó a ser un 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 Pehuenche desde 1987 hasta abril de 1990 y presidente de Chilgener S.A. (“Chilgener,” o actualmente “Gener”) desde 1987 hasta 1989. El Sr. Bauzá también se desempeñó como gerente general de Chilgener desde 1981 hasta 1987. Es titulado de Ingeniería Civil de la Universidad Católica de Chile.

Andrés Regué Godall pasó a ser un director en mayo de 1999. A partir de mayo de 1999 ha ocupado el cargo de gerente general de la empresa de distribución colombiana Codensa. El Sr. Regué comenzó su carrera en Endesa-España en 1968 y se ha desempeñado como director general de Relsa S.A., director de ingeniería de Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana S.A. y subdirector de Térmicas de Besos S.A. El Sr. Regué es titulado en ingeniería de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales en Barcelona y un Magíster en Administración de Negocios de ESADE.

Antonio Tuset Jorrot pasó a ser un director en junio de 1999. El Sr. Tuset también es un director de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Fanalozza S.A., Banvida S.A., Banmédica S.A., CIMENTA, Mutuos Hipotecarios S.A., SCL Terminal Aéreo de Santiago S.A., Inversiones Trichahue S.A.. El Sr. Tuset es titulado en ingeniería comercial de la Universidad de Chile.

Carlos Torres Vila pasó a ser un director en marzo del 2003. Además, es el actual director corporativo de estrategia de Endesa-España. Antes de unirse a Endesa-España, el Sr. Torres fue consultor y socio en McKinsey & Company con una concentración 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.

Ignacio Blanco Fernández pasó a ser un director en marzo del 2003. Desde enero del 2003 el Sr. Blanco es el gerente general de la compañía de distribución peruana Edelnor, una filial de Endesa-Chile. También se ha desempeñado como gerente de planificación y desarrollo de Enersis de 1998 hasta diciembre del 2002 y ha servido como gerente de administración y estrategia de energía y como presidente de la Companhia de Interconexão Energética (“CIEN”), una compañía relacionada de Endesa-Chile. El Sr. Blanco es titulado en economía de la Universidad de Zaragoza, en ingeniería industrial de la Universidad Politécnica de Cataluña y realizó sus estudios pregrados en la University of Chicago.

Enrique García Alvarez pasó a ser un director en septiembre del 2003. De enero de 1999 hasta septiembre del 2003, formó parte del directorio de Distrilec Inversora y Edesur, una filial de Endesa-Chile. El Sr. García se desempeñó como gerente general de Enersis de mayo de 1999 hasta julio del 2003 y ha ocupado el cargo de gerente técnico de Endesa-España 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

Héctor López Vilaseco pasó a ser gerente general en agosto del 2000. Desde noviembre de 1997 hasta agosto del 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-España, los cuales incluyen el de Director de Finanzas Internacionales y Mercados de Capitales (1985-1992), miembro del Comité de Gerencia, Gerente Adjunto de Energía de Endesa-España Internacional (1997-2000) y Director Financiero adjunto de Endesa-España (1996-1997). El Sr. López es titulado en Derecho y Economía del ICADE, Madrid.

Alejandro González Dale pasó a ser gerente de administración y finanzas de Endesa-Chile en agosto del 2003. De enero del 2002 a julio del 2003 se desempeñó como subgerente de administración y finanzas de Endesa-Chile y previo a eso ocupó el cargo de analista *senior* de planificación y control de Endesa-Chile de junio del 2001 a diciembre del 2001. De marzo de 1999 a septiembre de 1999 el Sr. González se desempeñó como analista *senior* de la división interna de Endesa-Chile y obtuvo un MBA de la Universidad de California Los Ángeles donde cursó sus estudios desde septiembre de 1999 a junio del 2001.

Julio Valbuena Sánchez es gerente de planificación y control de Endesa-Chile. Se integró a Endesa-Chile en julio del 2002. El Sr. Valbuena fue gerente de planificación y control de Endesa Energía-España de 1998 a junio del 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.

Rafael Mateo Alcalá pasó a ser el gerente de producción de Endesa-Chile en agosto de 1999. Previamente a eso se desempeñó como subdirector de producción de Endesa-España de enero de 1997 a julio de 1999. Se integró al Grupo Endesa en 1982 y ha ocupado el cargo de gerente de la central eléctrica y gerente de producción térmica de Endesa-España en España. Es titulado en ingeniería industrial de la Universidad de Zaragoza y posee un MBA del IESE.

Carlos Martín Vergara pasó a ser el abogado general de Endesa-Chile en mayo de 1996 y se ha desempeñado también como el abogado general de Enersis. 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 Álvarez ocupa el cargo de gerente de recursos humanos de Endesa-Chile desde junio del 2000. Con anterioridad, de enero de 1998 a mayo del 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 y es titulado en ingeniería comercial de la Universidad de Santiago, Chile.

José Venegas Maluenda pasó a ser gerente de trading y comercialización de Endesa-Chile en junio del 2001. Se integró a la empresa en 1992 y se ha desempeñado como gerente de planificación y energía (de junio del 2000 a abril del 2001), gerente comercial (de septiembre de 1997 a mayo del 2000) y director del Centro de Despacho de Carga Económica (CDEC) del SIC en 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.

Rafael Errázuriz Ruiz-Tagle ha ocupado el cargo de gerente de planificación energética de Endesa Chile desde junio del 2001 y fue gerente general de Emgesa, una filial de Endesa-Chile, de abril de 1999 a junio del 2001. Es titulado en ingeniería civil de la Universidad de Santiago.

Renato Fernández Baeza ha ocupado el cargo de gerente de asuntos externos de Endesa-Chile desde agosto del 2003. Se desempeñó como gerente de asuntos externos de Smartcom PCS de diciembre del 2000 a julio del 2003 y de diciembre de 1997 a diciembre del 2000, Sr. Fernández ocupó el cargo de gerente de asuntos externos de Hil & Knowlton Captiva.

Claudio Iglesias Guillard ocupa el cargo de gerente de generación de Endesa-Chile en Chile desde julio de 1999. Se integró a Endesa-Chile en 1982. Ha sido gerente general de Emgesa y Betania, ambas filiales de Endesa-Chile, y de CBA que forma parte de Costanera, la filial argentina de Endesa-Chile. 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.

B. Remuneración

En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de marzo del 2004, nuestros accionistas mantuvieron la política de remuneración para el directorio que aprobaron el año pasado. Cada director recibirá un sueldo fijo de 55 UTM mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 36 U.F. El vicepresidente recibirá un sueldo fijo de 82,5 UTM mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 54 U.F. El presidente recibirá un sueldo fijo de 110 UTM mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 72 U.F. En el 2003, la remuneración total pagada a cada uno de los directores en millones de pesos chilenos corresponde a los montos indicados a continuación:

Año terminado al 31 de diciembre del 2003 (en miles de Ch\$)

Director	Remuneración del directorio por parte de Endesa-Chile	Remuneración del directorio por parte de las filiales	Comité de directores	Participación	Total
Luis Rivera Novo	43.005		7.302	-	50.307
Antonio Pareja Molina.....	29.518			-	29.518
Jaime Bauzá Bauzá.....	21.503		7.302	-	28.805
Andrés Regué Godall.....	20.893	7.719		-	28.613
Antonio Tuset Jorratt.....	21.503		7.302	-	28.805
Leonidas Vial Echeverría	20.285			-	20.285
Ignacio Blanco Fernández	20.285	6.538		-	26.823
Carlos Torres Vila	19.678			-	19.678
Enrique García Álvarez	6.764			-	6.764
José María Hidalgo Martín-Mateos (1)	14.130			-	14.130
Emilio García Díez (2)	1.540			-	1.540
Rodolfo Martín Villa (2)	931			-	931

(1) José María Hidalgo Martín-Mateos fue director de Endesa-Chile hasta el 1 de septiembre del 2003.

(2) Emilio García Díez y Rodolfo Martín Villa fueron directores de Endesa-Chile hasta el 28 de enero del 2003.

No revelamos a nuestros accionistas ni a otros la información relativa a la remuneración de cada uno de nuestros ejecutivos. Al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre del 2003, la remuneración acumulada desembolsada o devengada de los principales ejecutivos de Endesa-Chile (incluyendo los bonos por desempeño) sumó Ch\$1.538.986.153. 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 abril del 2003 fue Ch\$199.351.611 y se incluye en la remuneración acumulada.

Los montos apartados o devengados en el 2003 con el objetivo de entregar los beneficios de indemnización a nuestros principales ejecutivos alcanzaron un total de Ch\$220.666.566. No se otorgó a ninguno de los principales ejecutivos de la Compañía una indemnización por despido en el 2003.

C. Prácticas del directorio

Gobernabilidad corporativa

La administración de Endesa-Chile está a cargo de sus principales ejecutivos que están bajo la dirección del directorio de la Compañía, el cual, de conformidad a 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. La ley chilena no permite la existencia de mandato 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 temporario para ocupar dicho cargo vacante hasta que se elija a un reemplazante durante la siguiente junta general de accionistas. El directorio actual se eligió al actual directorio en marzo del 2003 y sus mandatos vencen en marzo del 2007. 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 del 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 la imparcialidad, la buena fe, la consideración de los intereses de la compañía por encima de los de uno y la 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 del 2003, y el Código de Conducta de los Empleados definen nuestros principios y valores con respecto al trato empresarial con los clientes y los proveedores; 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 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.

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). Puesto que constituimos una “sociedad controlada” (una compañía en la que más del 50% de los derechos de voto corresponden a una sola persona, grupo u otra compañía) según las normas de la NYSE, no estaríamos sujetos al requisito que establece la obligación de contar con una mayoría de directores independientes junto con comités de asignación y compensaciones si fuésemos una compañía de nacionalidad estadounidense.

La independencia y las funciones del Comité de Auditores

De conformidad a las reglas de gobernabilidad corporativa de la NYSE, todo integrante del comité de auditores debe ser independiente. Se nos aplicará esta exigencia a partir del 31 de julio del 2005. En virtud de la ley chilena, Endesa-Chile tiene un Comité de Directores conformado por tres directores. Si bien la legislación chilena establece que la mayoría de los directores del Comité de Directores (dos de los tres directores) deben ser directores no 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 una mayoría de directores no dominantes y no cumple con los requisitos de independencia a los cuales el comité de auditores de Endesa-Chile (sea el Comité de Directores u otro comité) estará sujeto a partir del 31 de julio del 2005 ni con los requisitos adicionales a los cuales las compañías estadounidenses están sujetas.

Según las normas de gobernabilidad corporativa de la NYSE, el comité de auditores 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 del 2005, se les exige a las compañías extranjeras el cumplimiento con la Regla 303A.06 pero en ningún momento se les exige cumplir con la Regla 303A.07. En la actualidad no cumplimos con dichas reglas pero esperamos estar en condiciones de cumplimiento a la fecha en que se nos hace vigente la Regla 303A.06, momento en el cual cumpliremos con los requisitos de independencia tanto como los de las funciones según se establecen en la regla.

Pautas de la gobernabilidad corporativa

Las reglas de gobernabilidad corporativa de la NYSE exigen que las compañías estadounidenses inscritas adopten y revelen las pautas de gobernabilidad corporativa. La legislación chilena no contempla esta práctica sino en caso de los códigos de conducta descritas en los párrafos anteriores

Comités y otros cuerpos asesores

Comité de directores

El comité de directores está constituido por tres integrantes que a la vez son directores de la Compañía y tiene las siguientes responsabilidades:

- 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 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 integrantes de dicho comité son Luis Rivera Novo, Jaime Bauzá Bauzá y Antonio Tuset Jorrat con Luis Rivera Novo en la presidencia desde el 25 de julio del 2002.

D. Empleados

Al 31 de diciembre del 2003, el personal de Endesa-Chile y sus filiales consistía en lo siguiente:

Compañía	Funcionarios ejecutivos	Profesionales y técnicos	Otros empleados	Total
En Argentina				
Central Costanera S.A.....	5	213	15	233
Hidroeléctrica El Chocón S.A.....	1	43	6	50
Personal total en Argentina.....	6	256	21	283
En Brasil				
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.....	2	47	4	53
Personal total en Brasil.....	2	47	4	53
En Chile (1)				
Endesa-Chile.....	28	400	38	466
Pehuenche.....	0	3	0	3
Pangué.....	0	0	0	0
San Isidro.....	0	2	0	2
Celta.....	1	0	0	1
Ingendesa.....	3	183	25	211
Túnel El Melón.....	1	22	2	25
Personal total en Chile.....	33	610	65	708
En Colombia				
Emgesa.....	7	250	28	285
Betania.....	1	32	1	34
Personal total en Colombia.....	8	282	29	319
En Perú				
Edegel.....	5	128	19	152
Personal total en Perú.....	5	128	19	152
Personal total de Endesa-Chile y sus filiales.....	54	1.323	138	1.515

(1) El 23 de junio del 2003, Endesa cerró la venta de Infraestructura Dos Mil con la compañía española OHL Concesiones, S.L., una filial de la compañía española Obrascón Huarte Lain S.A. A través de Infraestructura

Dos Mil, la participación accionaria de Endesa-Chile en Sociedad Concesionaria Autopista del Sol S.A. alcanzó el 60,04% y el 58,36 % en Sociedad Concesionaria Autopista Los Libertadores S.A.

Todos los empleados chilenos que a los cuales se despidan por razones que no sean 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. La administración considera que la relación de Endesa-Chile con sus sindicatos gremiales es positiva. Celebramos un acuerdo de negociación colectiva con nuestro personal de ingeniería en enero del 2004. Dicho acuerdo tiene una duración de tres años. En mayo del 2004 iniciamos la renegociación de los acuerdos de negociación colectiva con nuestro personal electromecánico, técnico y administrativo, la que debe concluir el 30 de junio del 2004.

Se efectuaron diversas modificaciones al Código de Trabajo chileno, las cuales entraron en vigencia al 1 de diciembre del 2001. Dentro de las principales reformas se encuentran las siguientes:

Mayores costos por indemnización. Los costos por indemnización asociados al despido de empleados son ahora de un 30 a un 100% mayores en comparación a lo que fueron en conformidad con las anteriores disposiciones laborales, cuando un Tribunal Laboral emite un dictamen a favor de un antiguo empleado y constata que las razones para el despido de éste no son justificadas.

Obligación de conceder una plena indemnización. La indemnización por despido debe efectuarse en el momento del término de la relación laboral. Se pueden negociar acuerdos para que dicha indemnización se pague en forma parcelada (con sus respectivos ajustes por concepto de inflación e intereses). El incumplimiento con el pago de la indemnización por despido permitirá que el juez aumente el monto debido hasta en un 150%.

Prácticas en contra de los sindicatos La reforma ha introducido varias modificaciones relativas a las prácticas en contra de los sindicatos. Entre otras, en el caso de que un juez decreta que un despido determinado ha violado las prácticas sindicalistas, el empleado puede optar por ser reubicado en su antiguo trabajo, o bien exigir el pago de la remuneración que corresponda y, además, recibir una indemnización que será determinada por el juez (dentro de los márgenes establecidos por la ley). Otra modificación protege a los empleados que participen en la creación de un sindicato para que no sean despedidos durante diez días antes de la fecha en la cual el sindicato sea creado y hasta treinta días posteriores a dicha fecha.

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 del 2003, según consta en los registros de accionistas de Endesa-Chile, 8.201.754.580 acciones se encontraban en poder de sus 27.334 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 del 2003.

	Al 31 de diciembre del 2003	
	Acciones en usufructo	Porcentaje del total de acciones en circulación
Enersis (1)	4.919.488.794	59,98 %
Citibank, N.A. (2).....	407.728.650	4,97 %
Directores y principales ejecutivos (6 personas) (3)	432.593	0,0 %

- (1) Al 31 de diciembre del 2003, Endesa-España, de manera directa o indirecta, 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 ADS. Los ADS son demostrados por los American Depositary Receipts (“ADRs”). Los ADR se encuentran en circulación en virtud de un Acuerdo de Depósitos con fecha el 3 de Agosto de 1994 (el “Contrato de Depósitos”) entre Endesa-Chile, Citibank N.A. como banco depositario y, ocasionalmente, los titulares de ADR emitidos conforme al mismo.
- (3) Excluye las acciones de propiedad de Enersis.

Enersis, un holding que participa en la distribución y, a través de Endesa-Chile, en la generación y transmisión de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, posee en usufructo al 31 de diciembre del 2003, en forma directa o indirecta, 60,0% del capital social en circulación de Endesa-Chile. Durante el 2003 Enersis realizó un aumento de capital que ocasionó una reducción de la participación en usufructo directa e indirecta de Endesa-España 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 concurrente de EE.UU., aumentando así su participación en la propiedad de Endesa-Chile a un 60%.

B. Transacciones con partes asociadas

El Artículo 89 de la Ley de Sociedades 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 de Chile e informa al respecto al directorio de la Compañía. Además, el Artículo 44 de la Ley de Sociedades 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.

El principal cliente de distribución eléctrica de la Compañía es Chilectra S.A. (“Chilectra”), filial de Enersis. Las condiciones de los contratos de la Compañía con Chilectra están normadas en conformidad con la Ley Eléctrica de Chile. 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. La Compañía cree haber cumplido 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 relacionada que tiene un déficit de caja constituye una practica 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 administran 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 objeto de financiar proyectos y refinanciar el endeudamiento existente. Al 31 de diciembre del 2003, el saldo neto pendiente de dichos créditos alcanzó US\$431 millones, representando el monto pendiente mayor del 2003. Además, al 31 de diciembre del 2003 Endesa-Chile había prestado US\$481 millones a sus filiales extranjeras con el fin de financiar las inversiones extranjeras. El monto más alto por pagar durante el 2003 en conexión a estos créditos otorgados a sus filiales extranjeras alcanzó US\$492 millones.

La tasa de interés de estos créditos entre empresas para las filiales chilenas de Endesa-Chile fluctúa entre el 3,77% y el 8,13% con una tasa de interés promedio ponderada de aproximadamente 4,6% y entre el 6,58% y el 9,00% con una tasa de interés promedio ponderada de aproximadamente 7,3% para sus filiales extranjeras.

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

Los reglamentos eléctricos chilenos

El gobierno de Chile impuso el racionamiento de la electricidad durante tres períodos en 1998 y 1999. Durante dichos períodos, la ley le exigía a Endesa-Chile y a otras generadoras hidroeléctricas que compraran energía de las generadoras termoeléctricas que tuvieran un superávit de energía. Al imponer el racionamiento eléctrico, el gobierno chileno limita la cantidad de electricidad que podemos generar durante condiciones de sequía y de fallas prolongadas en las centrales termoeléctricas del país. Si producto del racionamiento no somos capaces de generar la electricidad suficiente para satisfacer nuestras obligaciones contractuales, es posible que nos veamos obligados a adquirir la electricidad en el mercado spot al precio spot, el que puede ser significativamente mayor que nuestros costos de generación eléctrica y puede alcanzar el mismo nivel que el “costo de falla” que fija la CNE. El “costo de falla” se determina sobre la base de los modelos económicos como el precio de electricidad más alto durante los períodos de sequía o un déficit de electricidad. Si no somos capaces de adquirir la electricidad suficiente en el mercado spot para satisfacer todas nuestras obligaciones contractuales, tenemos que compensar a nuestros clientes regulados al “costo de falla” por el monto de electricidad contratado pero no suministrado.

El primer decreto de racionamiento fue emitido para el período entre el 13 de noviembre de 1998 y el 31 de diciembre de 1998, aunque el racionamiento real se realizó sólo durante 14 días en dicho período. En virtud de la entonces vigente Ley Eléctrica de Chile, una sequía tan grave como la que se produjo entre 1967 y 1968 constituía una razón de fuerza mayor y una exoneración del pago del costo de falla para la electricidad. Debido a que la sequía de 1998 era la peor de la cual se tuviera registros históricos, Endesa-Chile sostuvo que se debería aplicar la excepción por fuerza mayor y puso en litigio la aplicabilidad del costo de falla durante el primer período de racionamiento. La disputa se resolvió el 26 de marzo de 1999 por el Ministerio de Economía que sostuvo que las transacciones llevadas a cabo en el mercado spot entre las empresas generadoras en esos puntos de nudos y durante las horas en que la energía suministrada no era suficiente como para satisfacer la demanda debía calcularse sobre la

base de costos de falla. Sin embargo, el Ministerio de Economía no estableció los procedimientos adecuados para calcular dichos costos, sino que más bien dejó que el CDEC del SIC zanjara el asunto. A la fecha del presente Formulario 20-F, no se han establecido dichos procedimientos e incluso si se adoptare una decisión desfavorable, no tendría ningún impacto adverso sustancial en la Compañía.

El segundo período del decreto de racionamiento comenzó el 30 de abril 30 de 1999 y posteriormente le siguió un tercer decreto de racionamiento que comenzó el 12 de junio de 1999 y se prolongó hasta el 31 de agosto de 1999. En el entretanto, el 8 de junio de 1999, se modificó la Ley Eléctrica de Chile y, como resultado de esto, se consideró que las condiciones hidrológicas extremas ya no constituían fuerza mayor. Además, la modificada Ley de Eléctrica estipulaba la indemnización de los clientes en el caso de producirse un racionamiento producto de cualquier acontecimiento hidrológico. No hay un nivel máximo de indemnización.

La Ley Eléctrica y sus modificaciones también estipulaban el pago de multas por parte de las generadoras de electricidad hasta un monto máximo de aproximadamente US\$5,2 millones por contravención ocasionada por un suministro inadecuado al sistema de electricidad. Respecto del tercer período del decreto de racionamiento Endesa-Chile pagó US\$2,3 millones en forma de indemnización a los clientes en 1999. El monto pagado se basó en los días y horas en los cuales realmente se produjo el racionamiento. Endesa-Chile impugnó los pagos con el argumento de que sus contratos de compraventa de energía con las compañías de distribución, quienes a la vez procuraron la electricidad a los clientes finales, se celebraron antes de la promulgación de la modificación a la Ley Eléctrica y que la modificación no podía aplicarse de manera retroactiva a los contratos preexistentes. Sin perjuicio de la postura de Endesa-Chile, las autoridades regulatorias sostienen que fueron insuficientes los pagos por efectos de indemnización que se realizaron durante el tercer período de racionamiento. Si se adoptare una decisión desfavorable, no tendría ningún impacto adverso sustancial en la Compañía.

Endesa-Chile y sus filiales y empresas coligadas son partes de los procesos que surgen en el curso normal de la actividad comercial que no sean sustanciales a los resultados consolidados de las operaciones de Endesa-Chile, ya sea en forma individual o en su conjunto. Endesa-Chile se encuentra actualmente evaluando la acción legal que se pueda emprender en respuesta a la modificación que se hizo a la Ley Eléctrica en 1999 relativa a la imposición de multas por no proveer energía al sistema en condiciones de sequía.

Contrato de seguros de Ralco

En enero del 2002, AGF/Allianz Chile Compañía De Seguros Generales S.A. (“AGF/Allianz”) interpuso una demanda en juicio arbitral en contra de Endesa, solicitando la rescisión de una póliza de seguros que ampara todo riesgo de construcción y montaje relacionado con la construcción de la instalación hidroeléctrica. La demanda de AGF/Allianz se funda en la existencia de riesgos ciertos, el agravamiento de los mismos y la falta de información por parte de Endesa-Chile acerca de la naturaleza y extensión de los riesgos conocidos. El tribunal arbitral emitió un fallo a favor de Endesa-Chile y Endesa-Chile, por su parte, presentó un reclamo arbitral en contra de AGF/Allianz en enero del 2003 en conexión a los daños a la instalación hidroeléctrica Ralco ocasionados por inundaciones en mayo del 2001. El reclamo le solicita a AGF/Allianz que pague una compensación a Endesa-Chile de una suma aproximada de US\$11,4 millones por los daños ocasionados durante las inundaciones. Esta suma de US\$11,4 millones se funda en la opinión entregada por el liquidador de averías de Endesa-Chile y Endesa-Chile no puede predecir el resultado de este proceso de arbitraje.

Proyecto Ralco

El 15 de mayo del 2003, el Sexto Juzgado Civil de Santiago dictó un fallo con relación a una demanda presentada en contra del Proyecto Ralco por un grupo de personas pertenecientes al grupo étnico Pehuenche. El fallo del tribunal de primera instancia concluye que el procedimiento voluntario realizado por Endesa-Chile para la evaluación del impacto ambiental del Proyecto Ralco es nulo ya que, en la opinión del tribunal, la CONAMA, la Corporación Nacional del Medio Ambiente, no tenía la competencia legal para evaluar el estudio de impacto ambiental presentada por la Compañía a la CONAMA. Ambas partes demandadas, la Compañía y la CONAMA, consideran no justificado el cuestionamiento de la legitimidad del proceso. La Resolución entregada por el Sexto Juzgado Civil de Santiago no implica la suspensión del Proyecto, el cual lleva realizado más del 80% de la totalidad del proyecto a la fecha de este informe anual.

El 30 de mayo del 2003, los querellantes presentaron una solicitud de suspensión del Proyecto Ralco, la cual fue rechazada por el tribunal. El juez no suspendió la totalidad de las obras relacionadas con el Proyecto Ralco, sino que dictó que no se debería proceder con la inundación de la represa.

En septiembre del 2003, la Compañía y el grupo de personas que pertenecen al grupo étnico Pehuenche llegaron a un acuerdo extrajudicial que puso fin a todos los litigios entablados en contra del proyecto Ralco, incluyendo el proceso iniciado en el Sexto Tribunal Civil de Santiago. Este acuerdo se celebró en octubre del 2003.

Transelec

El 10 de marzo del 2003, en un juicio arbitral, HQI Transelec Chile S.A., el principal propietario del SIC, presentó una demanda en contra de Endesa-Chile en la que le solicita a Endesa-Chile el pago de Ch\$3,62 mil millones (aproximadamente US\$5,13 millones) con motivo de cargos de transmisión adicionales y el uso de su sistema de transmisión para el abastecimiento de energía a cuatro clientes ubicados en la zona norte del país.

Es la posición de Endesa-Chile que no se le requiere hacer este pago a HQI Transelec Chile S.A. para la cantidad antedicha, puesto que, conforme con los acuerdos de los cargos de transmisión básicos y adicionales celebrados con dicha compañía accediendo a la legislación vigente, dichos cargos de transmisión básicos y adicionales para secciones ubicadas en la zona de influencia de sus centrales en el Norte (Tal Tal, Diego de Almagro y Huasco), representaría una contravención de la ley si el flujo de energía fuera contracorriente. Este es el caso de dichos clientes con los cuales, además, Endesa-Chile ha celebrado contratos para el suministro ininterrumpido y, precisamente para dicho suministro, Endesa-Chile no utiliza las secciones del sistema de transmisión que están sujetas al pago bajo TRANSELEC. Se ha acabado el plazo de discusión del juicio y actualmente el Tribunal de Arbitraje se encuentra en la etapa de análisis.

El 30 de julio del 2003, el tribunal arbitral dictó un fallo a favor de Endesa-Chile, rechazando así la demanda en su totalidad. HQI había presentado todas sus demandas en contra del fallo del tribunal arbitral y el 10 de mayo del 2004, el Tribunal de Apelaciones de Santiago confirmó el fallo dictado por el tribunal arbitral.

Resolución 88

El 5 de julio del 2002, la Compañía presentó una solicitud para anular la Resolución 88 del Ministerio de Economía, que estableció una variación en el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC. La Resolución 88 establece que en el caso de que un distribuidor de energía del SIC en el SIC que haya agotado todo su abastecimiento de energía, todas las generadoras en el SIC deberían suplir su abastecimiento, conforme con su participación asignada en el SIC, al precio regulado (precio de nudo). La base de la solicitud de la Compañía fue que Endesa-Chile consideraba ilegal e inconstitucional dicha resolución, puesto que es una violación del derecho de propiedad y constituye una violación de la libertad de contratar energía de la que goza la Compañía. El fallo dictado en abril del 2004 resultó desfavorable para Endesa-Chile. La Compañía disputó dicho fallo ante el Tribunal de Apelaciones.

Procedimientos para la anulación y otras acciones presentadas por Punta de Lobos S.A. contra Endesa-Chile, Celta y otros

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 en gran parte para la descarga de carbón que se emplea como combustible en la central térmica de Celta que se encuentra conectada a Puerto Patache.

En agosto del 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. Endesa-Chile y Celta respondieron a la petición, argumentado que ya que ni la concesión marítima ni la concesión de los activos que forma parte de Puerto Patache representan actos de enajenación y que Endesa-Chile cumple con la ley que rige la concesión marítima, la cesación solicitada carece de validez legal.

En el 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 del 2001. En febrero del 2003, Punta de Lobos levantó otra demanda con el fin de impedir nuevas acciones administrativas relacionadas con la venta de Puerto Patache. Aún no se ha finiquitado la venta mediante un acuerdo debido a una serie de acciones

legales y administrativas tomadas por Punta de Lobos en un intento de obstaculizar el traspaso de la concesión marítima y de Puerto Patache, de Endesa-Chile y Celta al Terminal Marítimo Minera Patache S.A.

Se iniciaron las tres demandas presentadas por Punta de Lobos en contra de Endesa-Chile y Celta posteriormente a la decisión de Celta de abandonar la petición de compra de Puerto Patache que sucedió en noviembre del 2001. Tanto Punta de Lobos como Terminal Marítimo Minera Patache S.A. que compiten en el mercado mundial de la sal presentaron una oferta para la compra de Puerto Patache. Después de tal declaración, Celta y Endesa-Chile iniciaron una negociación privada con Terminal Marítimo Minera Patache S.A., cuya conclusión conllevó la celebración de un acuerdo de promesa de venta que está sujeto a ciertas condiciones para la venta de Puerto Patache y el traspaso de la concesión marítima. La serie de demandas suman US\$15 millones aproximadamente. Hasta la fecha no se ha concretado el traspaso de Puerto Patache puesto que existen unas medidas de precaución y todavía no se cumplen ciertas condiciones contractuales.

Demanda presentada por Minera los Pelambres en contra de Endesa-Chile

En octubre del 2003 la Minera Los Pelambres (“Los Pelambres”) levantó una demanda en nuestra contra por supuestas representaciones falsas por parte nuestra en un contrato de compraventa celebrado entre Endesa-Chile y Los Pelambres el 12 de junio del 2002 en conexión a la línea de transmisión entre San Isidro y Los Piuquenes que entró en operaciones en 1999. Se celebró este contrato de compraventa de conformidad a una opción establecida en un contrato preexistente entre Los Pelambres y Endesa-Chile para el suministro de capacidad y energía. Según los términos del contrato original celebrado el 28 de octubre de 1996, Endesa-Chile construiría varias estructuras para el suministro de electricidad a Los Pelambres, incluyendo una línea de transmisión entre San Isidro y Los Piuquenes. Los Pelambres contaba con la opción de comprar estas estructuras e hizo uso de dicha opción en el año 2000, un año después de la puesta en marcha de las actividades de dicha línea. Posterior a eso, en el 2000 se formalizó la compra por un monto de US\$32 millones. Los Pelambres sostiene que presentamos algunas representaciones falsas en el contrato de compraventa con respecto a la función, el diseño y la construcción de la línea de transmisión.

En noviembre del 2003 presentamos una respuesta a la demanda de Los Pelambres, en la cual negamos la totalidad de las demandas levantadas por Los Pelambres. Endesa-Chile sostiene que las dificultades operacionales que se han presentado con respecto a la línea se deben a razones climáticas de fuerza mayor y además tanto el diseño como la construcción de la línea están bien hechos y de conformidad a las condiciones de la oferta que preparó Los Pelambres. En la actualidad las partes de la demanda están en el proceso de divulgación de datos.

Los Pelambres sostiene que ha sufrido daños de aproximadamente US\$22,8 millones que corresponden a los costos en que posiblemente tenga que incurrir para la reparación de la línea. Sostiene además que Endesa-Chile debería compensarlo con un monto aproximado de US\$6,5 millones que corresponden a lo que según ellos pagaron en exceso por la línea de transmisión debido a nuestra supuesta representación falsa de su condición y construcción.

Argentina

Impuesto del timbre para Transportadora de Gas del Norte S.A. y Endesa-Chile

El 27 de marzo del 2001, Endesa-Chile fue notificada de la Resolución de la entidad administrativa la Dirección Provincial de Rentas en la Provincia de Neuquén en contra de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”). Dicha Resolución decía relación con el cobro de Impuesto del Timbre de \$13.943.572 de pesos argentinos (incluidos el impuesto, intereses y multas calculados al 28 de febrero del 2001). El 5 de abril del 2001, TGN presentó recurso de reconsideración ante la Dirección Provincial de Rentas, la que efectivamente suspendió la obligación de pago. El 11 de abril del 2001, Endesa-Chile presentó recurso de reconsideración para que se revisara la resolución y el proceso utilizado por la Provincia para determinar el impuesto y aplicar las sanciones. El 8 de noviembre del 2001, la Dirección Provincial de Rentas notificó a Endesa-Chile de la Resolución 591/DPR/2001, la cual establecía la suma de \$2.784.507,98 (esta suma no incluye intereses ni multas), por concepto de impuestos correspondientes a los dos contratos de transporte de gas ejecutados por TGN y Endesa-Chile. El 22 de noviembre 22 del 2001 Endesa-Chile presentó su respuesta contra la Resolución 591/DPR/2001. El fallo de la Dirección Provincial de Rentas se encuentra aún pendiente a la fecha del presente informe anual.

Brasil

Restitución de derechos de aduana

En 1998, CIEN recibió un incentivo fiscal (“restitución de derechos de aduana”) para la importación de bienes y equipos para la construcción de líneas de transmisión eléctrica entre Brasil y Argentina con la suspensión de los impuestos federales aplicados a las importaciones y los productos industrializados. Dicho incentivo fiscal se aplicó a bienes y equipos importados hasta el 31 de marzo del 2003. Antes de dicha fecha, CIEN solicitó una prórroga con el fin de incluir la importación de bienes y equipos aún pendientes para su incorporación en el proyecto. La prórroga del plazo del incentivo fiscal fue rechazada y CIEN apeló la decisión vía administrativa, y mediante los tribunales, obtuvo una decisión preliminar y provisoria para garantizar la prórroga de la restitución de derechos de aduana con el fin de importar bienes y equipos que aún se requieren para terminar el proyecto. Posterior a la última correspondencia de DECEX en conexión a la no-prórroga de la Restitución de derechos de aduana, CIEN presentó otra vía administrativa y obtuvo, mediante el tribunal, la suspensión y aprobación de la liberación de los equipos libre de impuestos, hasta tener la decisión administrativa final. Sin embargo, es muy probable que el Ministerio de Desarrollo confirme la anulación del beneficio. En dicho caso, CIEN presentará una demanda legal con el fin de investigar el asunto en mayor detalle. Una decisión final en contra de los intereses de CIEN podría significar una contingencia de aproximadamente US\$80 millones para CIEN.

Incentivos fiscales ICMS

Bajo la legislación del Estado de Río de Janeiro en vigor al momento en que la concesión de los incentivos fiscales (restitución de derechos de aduana) de los impuestos federales (según lo descrito en el punto anterior) estaba vigente, CIEN habría tenido el derecho de obtener restituciones de derechos de aduana para las importaciones de bienes y equipos para la realización del proyecto de la línea de transmisión eléctrica entre Brasil y Argentina, con una suspensión del impuesto (IVA) sobre la circulación de mercancía y servicios – ICMS (impuesto estatal).

En abril de 1999, CIEN obtuvo de las autoridades tributarias del Estado de Río de Janeiro la restitución de derechos de aduana relacionada con el ICMS. Sin embargo, dicha restitución de derechos de aduana se anuló en el 2003 mediante un decreto emitido por la Asamblea Legislativa del Estado de Río de Janeiro, debido a diferencias en la interpretación legal relativa al derecho de CIEN de hacer uso de dicho incentivo. En vista del decreto antes señalado, el 31 de enero del 2004 CIEN decidió incorporar a la Autoridad Estatal de la Reestructuración Tributaria (REFERJ) y la suma total por pagar (US\$35.897.435,90) se está pagando en 120 cuotas mensuales a partir de enero del 2004.

Demanda colectiva en contra de COPEL y CIEN

En el 2001 los ciudadanos de Paraná levantaron una demanda colectiva en contra de CIEN, COPEL, el Estado de Paraná y su gobernador y la ANEEL (la entidad de regulación eléctrica de Brasil). Se sostiene en la demanda colectiva que no se autorizó en forma debida el contrato de suministro de energía celebrado entre COPEL y CIEN, entre otras cosas. El grupo busca la anulación del contrato de suministro energético de 1999 entre COPEL y CIEN (actualmente 400MW) y la suspensión de la privatización de COPEL. Si el grupo logra su objetivo, se podrían anular los contratos energéticos celebrados entre CIEN y COPEL que representan US\$107 millones en ingresos anuales para CIEN. Sin embargo, el término anticipado de este contrato nos permitiría recontractar esta energía.

Si bien aún no se resuelve el asunto, todavía no le han citado a CIEN a comparecer en relación con esta demanda colectiva. Consideramos que es muy poco probable que un tribunal anule el contrato de suministro de energía.

Demanda tributaria administrativa para los impuestos federales

En mayo del 2003, CIEN recibió aviso de una demanda presentada en su contra por las autoridades tributarias federales por pagos supuestamente vencidos con relación al “Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ,” “Programa de Integração Social – PIS,” “COFINS” y “Contribuição Social sobre Lucro Líquido,” que son eventos relacionados con transacciones financieras y fluctuaciones cambiarias que tuvieron lugar en 1998 y 1999, es decir, cuando CIEN aún estaba en su fase pre operativa.

CIEN debe presentar su defensa en julio del 2003. Según los abogados de la defensa y los que entregaron una opinión legal respecto al tema en 1998 y 1999, la probabilidad de que se arroje una decisión favorable para CIEN es buena. Una decisión adversa para CIEN implicaría una contingencia de aproximadamente US\$7 millones.

Demanda legal presentada por CELG

En abril del 2003, CELG, el único cliente de la filial brasileña de Endesa-Chile, Cachoeira Dourada, obtuvo un fallo preliminar y provisorio que le permitió suspender sus pagos en virtud de un contrato de compra mínima obligada a largo plazo con Cachoeira Dourada. CELG solicita también la compensación por daños de aproximadamente US\$250 millones desde 1997 al 2003 con relación a este contrato. El 4 de julio del 2003, el tribunal que trató el tema emitió un fallo preliminar y provisorio, estableciendo que hasta que no se dictare el fallo definitivo CELG estaría obligado a hacer los pagos a Cachoeira Dourada a rangos de precios significativamente menores que el monto de R\$61,63 reales por MWH estipulados de conformidad a los términos existentes del contrato de compra mínima obligada. Cachoeira Dourada apeló dicho fallo y obtuvo una decisión en que se establece que CELG debe realizar un depósito ante el tribunal por la diferencia entre el precio antiguo y el monto que efectivamente se está pagando según lo estipulado en la decisión de julio. Los términos de este contrato establecen que los pagos a realizarse corresponden a aproximadamente R\$16,0 millones mensuales, habiendo recibido Cachoeira Dourada aproximadamente R\$51,5 millones al último día de diciembre del 2003 y que corresponden a menos de la mitad de los pagos para el año. El 16 de junio se revocó el fallo preliminar y provisorio y se le obliga a CELG a pagar el 100% de los pagos por pagar en virtud del contrato. CELG ha solicitado que se reconsidere dicha decisión. Una decisión desfavorable podría significar que Cachoeira Dourada recibiría pagos de su único cliente por montos bastante menores. Cachoeira Dourada no ha hecho ningún arreglo con relación a las cuentas por cobrar de CELG ni la demanda por daños presentada por CELG. En caso de que CELG tuviere éxito en su demanda por daños, nuestros resultados operacionales se verían negativamente afectados en forma sustancial.

En septiembre del 2003, CELG presentó otra demanda en contra de Cachoeira Dourada por la suma de aproximadamente R\$357 millones (que se traduce a US\$120 millones aproximados a la fecha del presente informe anual), en la que solicita una compensación por daños incurridos producto de la crisis del racionamiento energético en Brasil. La CELG sostiene que sufrió un déficit del 20% en el suministro con respecto a la cantidad establecida en el contrato de suministro entre CELG y Cachoeira Dourada. Se le avisó a Cachoeira Dourada del proceso legal y en noviembre del 2003 argumentaba, entre otras cosas, que CELG ya había recibido una compensación de las tarifas por la escasez de suministro en virtud del “Acuerdo de Racionamiento” suscrito por ciertas compañías de energía brasileñas, incluyendo Cachoeira Dourada. A pesar de que Cachoeira Dourada espera recibir una decisión favorable, no podemos garantizar que vaya a tener éxito en este proceso legal.

Demanda para la anulación de la privatización de Cachoeira Dourada

Una demanda legal se presentó en 1997 en contra del Estado de Goiás y otras partes, solicitando principalmente la anulación de la privatización de Cachoeira Dourada. Recibimos aviso de dicha demanda tan sólo en el 2002. Cachoeira Dourada respondió a la demanda, argumentando que es inadecuada y que ha puesto en tela de juicio la legalidad y la legitimidad de todo el proceso de privatización de Cachoeira Dourada. Cachoeira Dourada también solicitó la remisión de la demanda al tribunal federal para que este último decida si la ANEEL debería ser parte de este proceso.

La demanda legal presentada en contra de Cachoeira Dourada no estipulaba ninguna compensación ni indemnización por daños específica. Adicionalmente, no existe ningún precedente legal que nos permitiría estimar la responsabilidad potencial. Actualmente estamos a la espera del dictamen final con relación a este asunto y Cachoeira Dourada espera tener éxito en este proceso legal.

Cargo de capacidad

La Resolución 077 de la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (“CREG”), con fecha del 8 de Noviembre del 2000, modificó la Resolución 116/96 declarando que las condiciones hidrológicas del año 1992 (que fue el año más seco de toda la historia registrada de Colombia) ya no serán utilizadas como base del cálculo del cargo de capacidad. En lugar de lo anterior, se utilizarán las condiciones hidrológicas de los últimos 12 años más secos para los fines de este cálculo. Al tomar en consideración las series hidrológicas de esta manera, ellas tienen una muy baja contribución energética, lo que da como resultado una reducción de la generación hidráulica utilizada en el modelo para el cálculo de la Capacidad Remunerable Teórica (“CRT”) y beneficia la generación térmica.

El 4 de diciembre del 2000, Emgesa interpuso una demanda en la Corte Suprema de Antioquia, para impedir que la CREG llevara a cabo el cálculo del cargo de capacidad, el cual estaba programado para el 22 de diciembre del 2000. Posteriormente, Emgesa y Betania solicitaron la revocación de la Resolución 077 del 2000 de la CREG, sobre la base de transgresiones del procedimiento jurídico y del derecho de igualdad. La CREG rechazó ambas peticiones

mediante las Resoluciones 107 y 109 con fecha del 8 de diciembre del 2000. Finalmente, el 10 de marzo del 2000, Emgesa y Betania iniciaron una acción en pos de la revocación de las Resoluciones 077 y 111 del 2000 de la CREG. A la fecha del presente informe anual, la Corte Suprema de Antioquia aún no resuelve el caso de dicha acción.

El 22 de diciembre del 2000, la CREG calculó el cargo de capacidad para Emgesa y Betania de conformidad al nuevo modelo. Emgesa y Betania entablaron una demanda el 30 de abril del 2001 ante la Corte Suprema de Antioquia, procurando revertir el nuevo cálculo. Aún se encuentra pendiente el fallo del tribunal.

En marzo del 2002, la CREG calculó el cargo de capacidad para Emgesa y Betania de conformidad al nuevo modelo. Emgesa y Betania entablaron una demanda el 13 de enero del 2003 ante la Corte Suprema de Antioquia, procurando revertir el nuevo cálculo. Aún se encuentra pendiente el fallo del tribunal.

Cada año la administradora del sistema de electricidad (“ASIC”) estima el cargo de capacidad para el año siguiente. Emgesa y Betania le solicitaron a ASIC que se revocaran los estimados efectuados para los años 2001, 2002, 2003 y 2004. En todos los casos, la ASIC rechazó la petición de revocación. Después de dicho suceso ambas empresas entablaron pleitos ante la Corte Suprema de Antioquia (32 demandas hasta la fecha) para que se revoquen las resoluciones adoptadas por la ASIC. La Corte Suprema de Antioquia aún no decide en estos casos.

Demanda Colectiva de Muña Emgesa S.A.

El 16 de agosto del 2001 aproximadamente 4.000 habitantes de Sibaté-Cundinamarca entablaron una demanda colectiva de acción ambiental ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca que se funda en la supuesta descarga de aguas contaminadas del Río Bogotá al Embalse Muña para la generación de electricidad. Los demandados consisten en un grupo de entidades públicas y privadas en el cual se incluye Emgesa. Los querellantes buscan una indemnización por daños de aproximadamente US\$1,108 mil millones y sostienen que la contaminación lleva varias décadas ya en curso. Es importante señalar que Emgesa no comenzó a generar energía en el Embalse Muña hasta fines de 1997, año en el cual se constituyó. Además, existe una demanda separada en la que los querellantes buscan la descontaminación del Embalse Muña, lo que puede representar una responsabilidad adicional de US\$3 a 5 millones. Por otra parte, recientemente se le dictó un fallo judicial a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, el dueño anterior del Embalse Muña, para que comience el proceso de descontaminación del Embalse Muña, lo que puede compensar el monto de los daños de los cuales Emgesa sería responsable en caso de que los querellantes recibiesen un fallo favorable en cualquiera de estos dos procesos.

Perú

Evaluación del impuesto sobre la renta por parte de la SUNAT

Producto de una auditoría tributaria, la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria del Perú (la “SUNAT”) hizo una evaluación inicial de un crédito del impuesto sobre la renta de US\$86 millones en conexión con la escisión de una sociedad en 1996 que produjo Edegel. Este crédito del impuesto sobre la renta corresponde principalmente a una depreciación tributaria excesiva de los activos fijos revaluados, entre otras cosas. La evaluación de la SUNAT se funda en gran medida en la Séptima Disposición Transitoria y la Disposición Final de la Ley N° 27.034, que a partir del período contable de 1999, derogó la opción de depreciar el revalúo de activos fijos. En enero del 2002, Edegel presentó una objeción a dicha evaluación y procedió a iniciar un juicio arbitral en contra del Estado peruano, conforme con su acuerdo de estabilidad, todo con el fin de resolver la disputa iniciada con la evaluación de la SUNAT.

Antes de recibir el fallo arbitral, que finalmente favoreció a Edegel al determinar que la Ley N° 27.034 no se aplicaba, la SUNAT emitió una decisión en contra de Edegel, derogando la revaluación de sus activos fijos. Edegel, por su parte, derogó dicha decisión de la SUNAT en una solicitud presentada al Tribunal Fiscal el 10 de abril del 2002. El Tribunal Fiscal, observando el juicio arbitral iniciado por Edegel, declaró nula la decisión de la SUNAT. El Tribunal Fiscal le exigió a la SUNAT que resolviera los temas en disputa, al considerar en su evaluación tributaria, el marco legal determinado por el arbitraje y los criterios de la Regla VIII en el Título preliminar del Texto Único Ordenado del Código Tributario, si procede.

El 10 de julio del 2003, por medio de la Resolución de la Intendencia N°0150150000032, la SUNAT resolvió la polémica y aceptó algunas de las demandas de Edegel. Sin embargo, en cuanto a la Regla VIII del Título preliminar del Texto Único Ordenado del Código Tributario, la SUNAT determinó que los beneficios tributarios otorgados en virtud de la Ley N° 26.83 y sus reglamentos (Decreto Supremo N°120-94-EF) no se aplican a Edegel ya que la escisión de 1996 no fue real. Adicionalmente, la SUNAT se opuso al valor de mercado que Edegel asignó a los

activos cuando adquirió Talleres Moyopampa. La autoridad tributaria peruana exige que se asuma una responsabilidad tributaria para los ejercicios de 1996, 1997, 1998 y 1999 por un monto de 555 millones de soles peruanos (aproximadamente US\$159 millones) en conexión a la escisión de 1999 que dio lugar a Edegel, entre otras cosas.

El 1 de agosto del 2003 Edegel apeló el fallo de la SUNAT (Resolución de la Intendencia N°0150150000032) ante el Tribunal Fiscal. Por otra parte, en septiembre y noviembre del 2003 Edegel presentó al Tribunal Fiscal unos informes escritos complementarios con el fin de apoyar su postura legal y económica.

El 14 de noviembre del 2003 Edegel aceptó algunas de las demandas de la SUNAT e hizo un pago parcial de US\$15 millones aproximados. No obstante, las demandas más importantes siguen en contienda (e incluyen la depreciación tributaria excesiva para los activos fijo revaluados, la Regla VIII del Título preliminar del Texto Único Ordenado del Código Tributario y el valor de mercado de los activos fijos adquiridos).

Finalmente, se celebró una audiencia el 10 de diciembre del 2003, en la que Edegel hizo una presentación oral de sus argumentos. En la actualidad el Tribunal Fiscal estudia el caso.

Sin perjuicio del hecho de que el crédito tributario inicial de la SUNAT alcanzó los US\$86 millones, Edegel no puede predecir la decisión final, puesto que no se sabe cuál es la posición final de la SUNAT respecto de la depreciación tributaria excesiva para activos fijos revaluados, la Regla VIII del Título preliminar del Texto Único Ordenado del Código Tributario ni del valor de mercado de los activos fijos adquiridos. Edegel no puede predecir el resultado de lo anterior. Si la conclusión no resulta favorable para Edegel, se puede presentar una apelación ante la Corte Superior y si dicha decisión resulta desfavorable, se puede presentar una apelación ante la Corte Suprema. Bajo ese escenario, el proceso de la apelación puede durar hasta dos años y medio. Edegel considera que la autoridad tributaria peruana no tendrá éxito en este caso y por ende no se ha hecho ningún arreglo por la cantidad que afirma dicha autoridad.

Política de dividendos

Tal como lo exige la Ley de Sociedades 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 suscritas, 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 el GAAP chileno), 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, 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 del 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 anual celebrada en marzo del 2004 se aprobó la política de dividendos que establece la entrega de dividendos por un monto del 30% de las utilidades netas del 2003.

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 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 con la excepción de lo siguiente: Endesa-Chile y su filial Pehuenche no pueden pagar dividendos que

superen las utilidades líquidas y realizadas de cualquier ejercicio contable más cualquier monto no distribuido de períodos anteriores; Edegel no puede pagar dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos; A Costanera se le prohíbe pagar dividendos e interés entre empresas, realizar reducciones de capital y repagar su deuda mientras ciertos créditos se mantengan impagos; y Betania tiene restricciones para el pago de dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos, se le prohíbe repagar su deuda entre empresas a no ser que obtenga fondos adicionales de la venta de activos o de la reducción de capital de sus filiales (Emgesa) y se le prohíbe además pagar su interés entre empresas si cualquiera de los pagos programados de su crédito sindicado está en vencimiento o impago.

La Compañía paga dividendos a los accionistas del registro a partir de cinco días hábiles antes de la fecha de pago. Los titulares 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 calendarios indicados, los montos por acción de los dividendos pagados por la Compañía cuando percibido y el monto de los dividendos pagados por 30 Acciones (un ADS representa 30 Acciones) en dólares estadounidenses convertidos al Tipo de Cambio Observado en cada fecha de pago. Véase “Ítem 10. Información Adicional—Controles de Cambio”.

Año	Dividendos pagados (1)		
	Ch\$ por acción (2)	Ch\$ por acción (3)	US\$ por 30 acciones (ADS) (4)
1997	11,74800	14,24738	0,720
1998	2,06200	2,35490	0,119
1999	—	—	0
2000	0,96000	1,02266	0,052
2001	0,94000	0,97598	0,049
2002	0	0	0
2003	2,30000	2,30000	0,116

- (1) Los montos indicados no reflejan reducción de ningún impuesto percibido por retención aplicable en Chile ni dividendos declarados pero liquidados en un año calendario diferente.
- (2) Los montos indicados se expresan en pesos chilenos históricos.
- (3) Actualizados en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2003.
- (4) El dólar estadounidense por monto de ADS ha sido calculado aplicando el tipo de cambio de Ch\$593,80 = US\$1,00, el tipo de cambio observado vigente al 31 de diciembre del 2003, al monto en pesos chilenos constantes.

B. Cambios significativos

Ninguno.

Ítem 9. La oferta y cotización

A. Detalles de la oferta y cotización

Precio de mercado e información de volumen

Las Acciones se transan en 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 ADS (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 demostrados 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 titulares 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.

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 estadounidenses, según lo informado por la Bolsa de Valores de Nueva York.

Últimos seis meses	Bolsa de Valore de Santiago (1)(2)		NYSE (1)	
	Ch\$ por acción		US\$ por ADS	
	Alto	Bajo	Alto	Bajo
<i>2004</i>				
Junio (hasta el 21 de junio)	264,01	258,00	12,30	11,90
Mayo	275,00	255,00	13,14	11,50
Abril.....	279,00	257,91	13,61	12,71
Marzo.....	264,51	242,00	13,52	11,71
Febrero.....	266,50	228,00	13,64	11,57
Enero.....	244,00	229,00	13,31	11,60
<i>2003 Anual</i>	253,00	172,00	12,02	7,02
1er trimestre.....	189,01	172,00	8,10	7,02
2do trimestre.....	224,50	172,00	9,54	7,10
3er trimestre.....	238,00	208,50	10,80	8,90
4to trimestre.....	253,00	222,00	12,02	10,63
<i>2002 Anual</i>	236,00	152,50	10,73	6,05
1er trimestre.....	236,00	188,00	10,73	8,15
2do trimestre.....	219,00	172,00	10,18	7,60
3er trimestre.....	206,00	161,40	8,99	6,50
4to trimestre.....	189,00	152,50	8,00	6,05
<i>2001 Anual</i>	254,00	190,99	12,22	7,96
<i>2000 Anual</i>	254,70	180,00	14,37	9,75
<i>1999 Anual</i>	264,00	146,00	14,19	10,94

(1) Fuentes: Bolsa de Comercio de Santiago, Boletín Oficial de Cotizaciones, NYSE.

(2) Los pesos chilenos por acción reflejaron el precio nominal en la fecha de transacción.

A contar del 31 de mayo del 2004, los ADR demostrando 13.590.955 se encontraban en circulación (equivalentes a 407.728.650 acciones o bien el 4,97% del número total de acciones emitidas). No es factible para la Compañía determinar la proporción de ADR en usufructo por parte de los ciudadanos estadounidenses. Las acciones cerraron en US\$11,82 al último día de operaciones bursátiles en la Bolsa de Valores de Nueva York en el 2003.

B. Plan de distribución

No se aplica.

C. Mercados

La Bolsa de Comercio de Santiago fue fundada en 1893 como empresa privada. Su patrimonio está constituido por 48 acciones en propiedad de 47 accionistas a la fecha del presente informe. A contar del 31 de diciembre del 2003, 239 empresas tenían acciones cotizadas en la Bolsa de Comercio de Santiago. La Bolsa de Comercio de Santiago es la principal en Chile y, para el ejercicio terminado en el 2002, representó el 76,7% de todos los capitales transados en Chile. Aproximadamente un 23,2% de las transacciones de capitales se realizó en la Bolsa Electrónica, mercado de transacciones electrónicas que fuera creado por los bancos y por las agencias de corretajes que no eran miembros. El restante 0,1% de los capitales se transan 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 estadounidense. En 1991, la Bolsa de Comercio de Santiago dio inicio a un mercado de futuros con dos instrumentos, futuros en dólares estadounidenses 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 11:00 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 180 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 del 2003, 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 del 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 el 2003 ascendieron a 2.604.845 unidades, que a la vez equivale a €20,307 mil. Las acciones cerraron en €9,45 al último día de transacciones en la Latibex en el 2003.

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

No se aplica.

B. Memorándum 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 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 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 de Chile. Estas dos leyes estipulan exigencias de divulgación 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 de divulgación de información para las empresas que emiten valores de oferta pública. La Ley de Sociedades 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 del 2000, se promulgó la Ley 19.705, la cual introduce importantes modificaciones a la Ley de Sociedades 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 aquéllas 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 adquisición o venta 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. Ya 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 de informe, como también a los establecidos en la Circular 1375 de la SVS. Se exige que los accionistas de las sociedades anónimas abiertas informen a la SVS, a las bolsas de comercio chilenas y a la Comisión Clasificadora de Riesgos:

- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones para comprar o vender acciones que como resultado hiciera que el titular adquiriera o se deshaga, de forma directa o indirecta, de un 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima abierta; y
- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones para comprar o vender acciones, cualquiera sea su monto, si ésta es realizada por un titular de un 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima abierta.

Toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones para comprar o vender acciones, cualquiera que sea su monto, realizada por un miembro del directorio, receptor, ejecutivo principal, gerente general o gerente de una compañía que se parte de cualquiera de las transacciones anteriormente señaladas, debe ser dada a conocer a la SVS y las bolsas de comercio chilenas.

Además, los accionistas mayoritarios deben informar a la SVS y las bolsas de comercio chilenas si las adquisiciones anteriormente señaladas se efectúan con la intención de obtener el control de la empresa o sólo a modo de inversión pasiva.

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 del 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, regirán 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 los nueve candidatos que reciben más 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 establece la remuneración de los directores.

El directorio debe estar al tanto y aprobar los acuerdos celebrados por Endesa-Chile, en los cuales uno o más directores 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.

Todos los acuerdos entre Endesa-Chile y sus accionistas mayoritarios, sus directores o ejecutivos, o bien partes asociadas, deben ser aprobados por una mayoría de dos tercios del directorio y deben quedar registrados en las actas de las juntas de 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 conformidad con la ley chilena, los derechos de los titulares de acciones sólo pueden ser modificados mediante una modificación de los estatutos de la empresa que cumpla con los requisitos explicados en la sección “Junta de Accionistas y Derechos a Voto”.

Capitalización

En 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 del retorno 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 al retorno 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\$ 1.050.193.846 268 medio de 8.201.754.580 acciones.

Derechos preferenciales e incrementos de capital social

La Ley de Sociedades 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 sin suscribir a terceros en condiciones que sean más favorables que las dadas a sus accionistas, pero éstas pueden ser vendidas libremente a terceros con condiciones menos ventajosas para el comprador que las ofrecidas a los accionistas después del período de 30 días que sigue la concesión de dichos derechos. Al término 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 a voto

Una modificación de los Artículos 1bis, 5bis, 16bis, 20 bis, 27bis, 32bis, 34bis, 35bis, 36bis, y 28bis 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 31 de marzo del 2003. El directorio puede convocar a juntas extraordinarias cuando se 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 a los 15 días ni mayor a los 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 31 de marzo del 2003.

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 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.

Independientemente del quórum presente, el voto requerido para la acción es dos tercios de la mayoría de las acciones emitidas con derecho a voto.

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 sollicitación 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 programada. Conforme a la ley chilena, se debe enviar por correo una notificación de una junta de accionistas con un listado de las materias que se abordarán en ésta, no antes de 15 días de antelación a la fecha de dicha junta 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 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 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 titular. 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 titular 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 titular 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 titulares 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 titulares registrados de ADR respecto del ejercicio de los derechos a voto relativos a las acciones ordinarias representadas por los ADS demostradas por los titulares 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 titular 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 titular de los ADR respecto de las acciones ordinarias representadas por los ADS y demostrada por los ADR de dicho titular 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, calculados según el GAAP chileno. 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 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 titulares 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 del 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 titular 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 titular 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 de Chile estipula que al adoptarse cualquiera de las resoluciones que se enumeran posteriormente, en una junta extraordinaria 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 titulares 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. 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 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 dicho monto;
- 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 titulares 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 conformidad con el Artículo 47 de la Ley del Banco Central y del 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 del 2001 que eliminó el Capítulo XXVI. Este Compendio fue corregido y está vigente desde el 1 de marzo del 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 chilenos en US\$ 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 titulares 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 chilenos en US\$ (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 titular de dichas Acciones Retiradas (o de una institución autorizada por el Banco Central) de que la residencia y domicilio de dicho titular 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 chilenos 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 US\$, 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. En conformidad con el 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 que ingresen a Chile en virtud del Capítulo XXVI deben ser convertidas en pesos chilenos en el Mercado Cambiario Formal y que las acciones demostrando ADR sólo pueden pagarse en pesos chilenos. 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 haber efectuado necesariamente a través del Mercado Cambiario Formal (es decir, por medio de un banco). El 12 de mayo del 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.

En conformidad con 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 titulares 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.

El Compendio y las 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 los individuos o empresas en Chile estaban sujetos a un depósito obligatorio (“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 estadounidenses 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 chilenos en un monto equivalente al interés sobre dicho depósito a la tasa del LIBOR a doce meses correspondiente a depósitos en dólares estadounidenses, 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 a 0% y el 19 de abril 19 del 2001 se eliminó. A pesar de esta eliminación, el Banco Central puede reinstaurar en cualquier momento el encaje.

C. Contratos sustanciales

Ninguno.

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 del 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 del 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 decisiones de inversiones y 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 los retornos de capital, dividendos y otros beneficios relacionados con aportes de capital, inversiones y prepago de préstamos extranjeros;
- la previa autorización del Banco Central para el retorno de 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 la renta 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 titulares 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. En conformidad con 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 la renta vigente entre Chile y los Estados Unidos.

De la forma en que se usa en este informe anual, el término “titular extranjero” significa:

- en el caso de un individuo, una persona que no es residente en Chile; Para fines de la tributación chilena, un titular 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

Tributación de dividendos en efectivo y distribuciones de propiedad

Los dividendos pagados con respecto a las acciones o los ADS en manos de titulares 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 la renta 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 distribuible, el crédito para el impuesto sobre la renta corporativo chileno pagado por la compañía se reduce en forma proporcional. El 28 de septiembre del 2001, se modificaron la tasa del impuesto sobre la renta que se aplica a las personas residentes de Chile y la tasa del impuesto corporativo chileno. Hasta el 31 de diciembre del 2001, la tasa del impuesto corporativo se registró en 15%. A partir del 1 enero del 2002, se registró en 16% y subió al 17% a partir del 1 de enero del 2004. Al mismo tiempo, se redujeron las tasas del impuesto sobre la renta para las personas residentes de Chile y continuarán reduciéndose paulatinamente en el futuro. El ejemplo a continuación demuestra la carga impositiva del actual impuesto percibido por retención de Chile de los dividendos en efectivo de un titular 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 distribuible.....	83
Dividendo distribuible (50% de la utilidad neta distribuible)	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:

$$\text{Dividendo efectivo:} \quad \frac{\text{(tasa del impuesto percibido por retención)} - \text{(tasa del impuesto corporativo chileno)}}{1 - \text{(tasa del impuesto corporativo chileno)}}$$

Bajo la ley chilena del impuesto sobre la renta, 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. 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 la renta 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 8 a nuestros estados financieros consolidados.

Tributación sobre la venta o intercambio de acciones o ADS

Las ganancias obtenidas por titulares 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 del 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 titular extranjero cumple con uno de los dos requisitos:

- haber sido el titular 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 del 2001

El 7 de noviembre del 2001, se modificó la ley del impuesto sobre la renta 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 la renta 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 del 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 generará 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 titular 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 la renta chileno para titulares 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 titular 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 titular extranjero, pero dichos impuestos en general se aplicarán a la transferencia de las acciones de un titular 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 titulares de acciones o ADS.

Consideraciones tributarias de 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 titulares sujetos a tratamientos especiales bajo las leyes tributarias federales de Estados Unidos, tales y como:

- ciertas instituciones financieras;
- un agente de monedas o valores extranjeros;
- un corredor de valores que opta por un 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;
- una persona titular de nuestros ADS o acciones como parte de un *straddle*, transacción de cobertura o conversión;

- sociedades u otras entidades clasificadas como sociedades para efectos del impuesto sobre la renta federal de Estados Unidos;
- 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 US;
- 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 de Estados Unidos y de cualquier otra jurisdicción tributaria extranjera no se menciona en este documento.

En general, si usted es titular de ADS, será tratado como el titular de las acciones implícitas representadas por aquellos ADS para los efectos del impuesto sobre la renta federal de EE.UU. Por consiguientes, ninguna ganancia ni pérdida se reconocerá si usted 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 la renta federal de EE.UU., 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 de EE.UU. 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 titulares 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 titulares 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 la renta federal de EE.UU.), las distribuciones hechas con respecto a nuestros ADS o acciones (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 de conformidad con el Código. En virtud de la legislación recientemente promulgada, los dividendos recibidos de los ADR por titulares no corporativos de Estados Unidos pueden estar sujetos al impuesto sobre la renta federal de EE.UU. a tasas menores (por lo general el 15%) que las que se aplican a otros tipos de renta regular, si se cumplen con ciertas condiciones. Las distribuciones en exceso de las ganancias y utilidades acumuladas o corrientes se tratarán en primer lugar como un retorno de capital exento de impuestos de acuerdo al límite de sus bases de los ADS o acciones y de ahí en adelante se tratarán como una ganancia de capital, que serán ganancias de capital de largo plazo si usted fuera titular de ADS o acciones durante más de un año. La cantidad de cualquier distribución de propiedad que no sea efectivo será el valor justo de mercado de la propiedad a la fecha de la distribución.

En la medida que dichas distribuciones estén sujetas a impuestos (según se describe arriba), se le exigirá a usted incluir esas distribuciones pagadas en pesos chilenos en una cantidad en dólares US calculada por medio de una referencia al tipo de cambio vigente en la fecha en que usted efectivamente o implícitamente recibió dichos dividendos, independiente de si los pesos se convierten efectivamente en US\$ en ese momento. Si usted posee acciones, los dividendos y las ganancias, si las hay, se consideran recibidas en la fecha en que usted recibe su distribución. Si usted posee ADS, dicha fecha sería la fecha en la que el Depositario recibe la distribución. Si los elementos recibidos en pesos no se convierten en dólares US el día en que se reciben, es posible que se le exija a usted reconocer una ganancia o pérdida de moneda extranjera (la que se considerará un ingreso o pérdida ordinaria de origen estadounidense, cualquiera que sea el caso) al realizar una 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 la renta federal de EE.UU., usted 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 usted puede incluir en la renta bruta para efectos del impuesto sobre la renta federal de EE.UU. en relación con un pago de dividendos será mayor que la cantidad de efectivo que usted realmente recibió.

Sin embargo, sujeto a limitaciones y restricciones aplicables, usted tendrá derecho de recibir un crédito aplicado a su obligación tributaria del impuesto sobre la renta federal de EE.UU., o una rebaja en el cálculo de su impuesto sobre la renta federal de EE.UU., para la cantidad neta de impuestos a la renta chilenos retenidos por nosotros. Usted debe cumplir con los requisitos del período mínimo de tenencia para calificar para un crédito impositivo extranjero para los impuestos extranjeros retenidos a los dividendos. No se concederá un crédito impositivo extranjero para impuestos extranjeros retenidos a los dividendos en circunstancias donde usted está obligado a hacer pagos en relación con posiciones en “propiedades sustancialmente similares o relacionadas”. El límite para los impuestos extranjeros que califican para un crédito se calcula de manera separada para específicas clases de ingresos. Para este propósito, dependiendo de sus circunstancias particulares, los dividendos que pagamos con relación a sus ADS o acciones generalmente constituirán “ingresos pasivos” o “ingresos de servicios financieros”. Le recomendamos consultar con su asesor tributario para determinar el límite al cual usted 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 la renta federal de EE.UU. 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 usted era titular 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 pueden aplicar como crédito a su obligación tributaria asociada con el impuesto sobre la renta federal de EE.UU. Le recomendamos consultar con su asesor tributario para determinar el límite al cual usted está habilitado en cuanto 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)

Nosotros creemos que no seremos considerados una PFIC para los efectos del impuesto sobre la renta federal de EE.UU. en el ejercicio del 2003. Creemos que nunca hemos sido una PFIC y que es poco probable que la seremos en un futuro próximo. No obstante, dado que la calidad de ser una PFIC depende de la composición de los ingresos y activos de una compañía y el 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 los efectos de una PFIC, no se puede asegurar que no nos considerarán una PFIC en ningún año fiscal. Si nos trataran como una PFIC para cualquier año fiscal durante el cual usted es titular de un ADS o acción, ciertas consecuencias adversas podrían aplicarse a usted.

Si fuéramos tratados como una PFIC para cualquier año sujeto a impuestos durante su período de tenencia, la ganancia reconocida por usted sobre la venta u otra enajenación de nuestros ADS o acciones se asignaría según un sistema de tasas a dicho período de tenencia para dichos ADS y acciones. El monto asignado al año fiscal en que se realizó la venta u otra enajenación y a cualquier año antes de convertirnos en una PFIC se consideraría un ingreso ordinario para efectos de tributación. El monto asignado a los demás años sujetos a impuestos estaría sujeto a la tasa tributaria más alta vigente para individuos o empresas, según corresponda, y se aplicaría un pago por intereses sobre el monto asignado a dicho año fiscal. Además, cualquier distribución con relación a nuestros ADS o acciones en exceso al 125% del promedio de distribuciones anuales en relación con nuestros ADS o acciones recibidas por usted durante los tres años anteriores o durante su período de tenencia, el que sea más corto, estaría sujeta a tributación

según se describe a continuación. Ciertas opciones pueden estar disponibles (incluyendo la opción de la marca al mercado) para personas de Estados Unidos que podrían aliviar las consecuencias adversas de ser una PFIC.

Retenciones de respaldo y otros requisitos asociados con la publicación de informes

El pago de dividendos y otras ganancias con relación a nuestros ADS o acciones por parte de un agente de pagos norteamericano u otro intermediario norteamericano se informará al IRS y a usted según los requerimientos estipulados en los reglamentos aplicables. Usted estará sujeto a una retención de respaldo de EE.UU. aplicada a estos pagos en caso de no presentar su número de identificación de contribuyente al agente de pagos y de no cumplir con ciertos procedimientos de certificación o, de lo contrario, no verificar su estado de exención del pago de dicha retención de respaldo. El monto de cualquier retención de respaldo de un pago a usted se podrá aplicar como crédito a su obligación tributaria con relación a su impuesto en la renta federal de EE.UU. y le puede dar derecho de recibir un reembolso, siempre que la información requerida se entregue al *Internal Revenue Service* (“IRS” 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 al SEC informes y otra información. Los informes y otra información presentados o facilitados por nosotros a la SEC se pueden inspeccionar o copiar en las centrales de referencias públicas administradas por la SEC en la siguiente dirección: Room 1024, 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 20549; y en las oficinas regionales de la SEC 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 SEC mantiene un sitio Web con los archivos electrónicos de la información, los cuales se pueden acceder en el Internet en <http://www.sec.gov>.

I. Información de las filiales

No se aplica.

Ítem 11. Revelación de 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 a largo plazo con los proveedores y los clientes con el fin de manejar dicha exposición. En Brasil y Argentina también celebramos contratos para poder asegurar el suministro de electricidad a largo plazo para nuestro negocio de interconexión entre Argentina y Brasil. Todos los contratos que constituyen instrumentos que son sensibles a los precios de los productos básicos celebrados a partir del 1 de diciembre del 2003 y del 2002 se relacionaron con la electricidad y se celebraron para cumplir fines que no fueron transacciones de especulación.

Estamos expuestos a la volatilidad de los precios del gas natural en los mercados chilenos y argentinos y manejamos esta exposición a los productos básicos mediante la celebración de contratos a largo plazo con nuestros proveedores y se espera que la duración de dichos contratos sea a la par 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 del 2003 y del 2002 no teníamos ningún contrato clasificado 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 del 2003 y del 2002 no teníamos ningún contrato clasificado 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 del 2003 y 2002, 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, las monedas extranjeras y los precios del gas natural en Argentina. 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.

Al 31 de diciembre del 2003

	2004	2005	2006	2007	2008	En adelante	Total	Valor justo enMMUS\$
Chile Endesa-Chile:								
Compra de electricidad en GWh.....	720	720	720	720	—	—	2.880	(10,03)
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	24	23,2	23,3	23,6	—	—	—	—
Colombia Emgesa and Betania:								
Venta de electricidad en GWh.....	4.850	232	—	—	—	—	5.082	12,65
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	27,8	24,9	—	—	—	—	—	—
Compra de electricidad en GWh.....	102	—	—	—	—	—	102	0,08
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	24,2	—	—	—	—	—	—	—
Brasil CIEN:(1)								
Venta de electricidad en GWh.....	7.584	7.744	8.182	9.934	10.400	101.468	145.312	440,22
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	29,9	28,1	27,5	25,7	25,2	25,4	—	—
Compra de electricidad en GWh.....	2.326	3.086	3.857	6.943	7.735	74.567	98.514	(305,26)
Precio promedio ponderado en US\$.....	16,9	15,4	15,7	16,3	16,9	17,0	—	—
Argentina CEMSA:(1)								
Venta de electricidad en GWh.....	1.388	2.210	2.762	4.972	5.539	52.055	68.926	298,51
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	15,1	15,5	15,9	16,7	17,5	17,8	—	—
Compra de electricidad en GWh.....	1.426	2.270	2.837	5.107	5.690	53.308	70.638	(182,51)
Precio promedio ponderado en US\$.....	14,3	14,7	15,2	16,1	16,6	18,1	—	—
Argentina COSTANERA - CBA:(1)								
Venta de electricidad en GWh.....	1.059	1.685	2.107	3.792	4.225	44.666	57.534	(18,51)
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	15,0	15,0	15,1	15,3	15,4	15,5	—	—

- (1) Durante el 2003 se modificaron algunos de los contratos a largo plazo de la Compañía asociados al negocio de la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil. Dichas modificaciones se hicieron principalmente con el objeto de reducir la cantidad de electricidad que se vendía en el mercado brasileño y que se compraba en el mercado argentino.

Al 31 d diciembre del 2002

	2003	2004	2005	2006	2007	En adelante	Total	Valor justo enMMUS\$
Chile Endesa-Chile:								
Compra de electricidad en GWh.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Colombia Emgesa and Betania:								
Venta de electricidad en GWh.....	4.072	4.784	179	—	—	—	9.035	25,72
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	25,6	24,3	21,6	—	—	—	—	—
Compra de electricidad en GWh.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Brasil CIEN:								
Venta de electricidad en GWh.....	10.717	12.003	12.046	12.439	12.702	171.239	231.146	913,54
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	26,7	24,9	24,8	24,7	24,7	27,2	—	—
Compra de electricidad en GWh.....	2.903	6.057	6.787	7.600	8.143	101.174	132.664	(982,6)
Precio promedio ponderado en US\$.....	17,2	16,6	16,7	16,9	17,1	18,5	—	—
Argentina CEMSA:								
Venta de electricidad en GWh.....	1.609	4.298	5.144	5.761	6.172	76.685	99.669	908,76
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	16,7	16,9	17,2	17,4	17,7	19,6	—	—
Compra de electricidad en GWh.....	1.645	4.392	5.257	5.887	6.307	78.116	101.604	(802,22)
Precio promedio ponderado en US\$.....	16,1	16,3	16,5	16,8	17,0	18,8	—	—
Argentina COSTANERA - CBA:								
Venta de electricidad en GWh.....	1.125	3.003	3.594	4.025	4.313	53.334	69.394	264,06
Precio promedio ponderado en US\$/MWh.....	16,1	16,2	16,3	16,5	16,6	17,7	—	—

Riesgo de la tasa de interés

Al 31 de diciembre del 2002 y 2003, el 39,8% y 22,6%, 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 del 2003 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 con respecto a las tasas de interés, son los que se indican a continuación:

Al 31 de diciembre del 2003

	2004	2005	2006	2007	2008	En adelante	Total	Valor justo
(en millones de Ch\$ constantes)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en Ch\$ y UF	10.093	4.213	74.748	3.593	3.519	166.884	263.050	245.656
Tasa de interés promedio ponderada.....	5,5%	5,4%	5,7%	5,7%	5,7%	5,5%	5,6%	
Denominadas en US\$	89.464	78.838	141.759	84.102	261.070	910.231	1.565.464	1.676.327
Tasa de interés promedio ponderada.....	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%	8,2%	8,0%	8,0%	
En otras monedas	9.289	18.941	56.358	1.798	1.798	9.316	97.500	100.971
Tasa de interés promedio ponderada.....	8,7%	9,6%	8,3%	9,4%	10,9%	14,6%	9,3%	
Tasa variable								
Denominadas en Ch\$ y UF								
Tasa de interés promedio ponderada.....								
Denominadas en US\$	97.437	20.926	35.273	103.987	82.385	9.854	349.862	351.495
Tasa de interés promedio ponderada.....	4,5%	6,0%	7,2%	7,7%	6,8%	8,1%	6,2%	
En otras monedas	95.201	15.618	21.827	15.074	1.157	61.946	210.823	211.474
Tasa de interés promedio ponderada.....	13,2%	13,4%	13,4%	13,1%	13,0%	16,0%	13,3%	
Total	301.484	138.536	329.965	208.554	349.929	1.158.231	2.486.699	2.585.923

En comparación, al 31 de diciembre del 2002 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 del 2002

	2003	2004	2005	2006	2007	En adelante	Total	Valor justo
(en millones de Ch\$ constantes)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en Ch\$ y UF	1.983	3.820	4.980	117.273	6.015	115.932	262.003	267.202
Tasa de interés promedio ponderado	6,2%	6,2%	6,1%	6,1%	6,0%	6,0%	6,0%	
Denominadas en US\$	241.296	44.351	91.603	166.621	96.471	1.013.535	1.653.877	1.662.091
Tasa de interés promedio ponderado	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,8%	7,8%	7,8%	
En otras monedas	17.174	6.191	—	21.535	—	5.332	50.232	51.838
Tasa de interés promedio ponderado	7,7%	7,5%	—	7,8%	—	10,3%	8,0%	
Tasa variable:								
Denominadas en Ch\$ y UF	24.762	—	—	—	—	—	24.762	24.762
Tasa de interés promedio ponderado	6,2%	—	—	—	—	—	6,2%	
Denominadas en US\$	249.592	408.405	28.962	10.593	10.593	21.064	729.209	716.100
Tasa de interés promedio ponderado	2,8%	3,6%	5,1%	5,7%	6,1%	6,5%	3,5%	
Denominadas en Euro	282.081	580	—	—	—	—	282.661	292.335
Tasa de interés promedio ponderado	3,8%	3,8%	—	—	—	3	3,8%	
En otras monedas	132.344	6.019	13.502	21.644	13.468	73.908	260.885	234.596
Tasa de interés promedio ponderado	27,4%	1	12,6%	12,5%	12,4%	12,3%	20,0%	
Total	961.232	469.366	139.047	337.666	126.547	1.229.771	3.263.629	3.248.924

Riesgo cambiario

La Compañía está expuesta a un riesgo cambiario producto de sus obligaciones a largo plazo denominadas en dólares US. El riesgo se mitiga ya que una parte significativa de los ingresos de la Compañía se relacionan con el dólar US indirecta o directamente. Al 31 de diciembre del 2003, el endeudamiento consolidado total de

Endesa-Chile alcanzó US\$4,187 mil millones, US\$3,225 mil millones (77%) del cual se denominaba en dólares US. Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre del 2003, nuestros ingresos alcanzaban US\$1,550 mil millones, de los cuales US\$422 millones (27%) se denominaban en dólares US o el 39% se relacionaban de alguna forma con el dólar US. En su totalidad, el 66% de nuestros ingresos consolidados se denominaban en dólares US o se correlacionaban con dicha moneda mediante algún tipo de indexación. En cambio, lo equivalente a US\$77 millones correspondían a ingresos en pesos, lo que representa el 5% de nuestros ingresos consolidados del 2003.

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 chileno, para efectos contables, las variaciones cambiarias de dólar US respecto al peso chileno afectan nuestro resultado, debido a la aplicación del Boletín Técnico N° 64. De acuerdo a las normas contables chilenas, los efectos de recalculación de las fluctuaciones cambiarias del peso chileno / dólar US son registrados en el patrimonio neto de la corrección monetaria producida por los efectos de la inflación chilena en dichas cantidades de inversiones extranjera.

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 del 2003, los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que exponen a la Compañía a riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

	Al 31 de diciembre del 2003					En adelante	Total	Valor justo
	2004	2005	2006	2007	2008			
(en millones de Ch\$ constantes)(2)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en US\$.....	89.464	78.838	141.759	84.102	261.070	910.231	1.565.464	1.676.327
En otras monedas	9.289	18.941	56.358	1.798	1.798	9.316	97.500	100.971
Tasa variable								
Denominadas en US\$.....	97.437	20.926	35.273	103.987	82.385	9.854	349.862	351.495
En otras monedas	95.201	15.618	21.827	15.074	1.157	61.946	210.823	211.474
Activos monetarios								
Denominados en US\$.....	141.239	132.621	—	—	—	—	273.860	273.860
En otras monedas	130.182	8.355	—	—	—	—	138.537	138.537
Activos monetarios								
Contratos <i>forward</i> (recibir								
US\$/pagarCh\$-UF).....	48.098	—	—	—	—	—	48.098	(1.601)
Otros								
derivados								
de divisas	—	—	85.804	—	—	—	85.804	9.149

(2) Calculado sobre la base del tipo de cambio observado al 31 de diciembre del 2003 que fue Ch\$593,80 = US\$1.00.

Al 31 de diciembre del 2002 los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que exponen a la Compañía a riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

Al 31 de diciembre del 2002

	2003	2004	2005	2006	2007	En adelante	Total	Valor justo
(en millones de Ch\$ constantes)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en US\$.....	241.296	44.351	91.603	166.621	96.471	1.013.535	1.653.877	1.662.091
En otras monedas	17.174	6.191		21.535		5.332	50.232	51.838
Tasa variable								
Denominadas en US\$.....	249.592	408.405	28.962	10.593	10.593	21.064	729.209	716.100
Denominadas en Euro	282.081	580					282.661	292.335
En otras monedas	132.344	6.019	13.502	21.644	13.468	73.908	260.885	234.596
Activos monetarios								
Denominadas en US\$.....	262.798	6.145	—	—	—	—	268.943	268.943
En otras monedas	106.124	11.650	—	—	—	—	117.774	117.774
Activos monetarios								
Contratos <i>forward</i> (recibir								
US\$/pagarCh\$-UF).....	(373)	—	—	—	—	—	(373)	(1.270)
Otros derivados de divisas	29.365	(265)	(148)	(4.783)	—	—	24.169	9.326

(3) Calculado sobre la base del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre del 2003 que fue Ch\$593,80 = US\$1.00.

Ítem 12. Descripción de valores que no sean acciones ordinarias

A. Títulos de deuda

No se aplica.

B. Certificados y derechos

No se aplica.

C. Otros títulos

No se aplica.

D. American Depositary Shares

No se aplica.

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades

No se aplica.

Ítem 14. Modificaciones sustanciales a los derechos de los titulares de valores y el uso de las ganancias

Ninguna.

A. Uso de ganancias

No se aplica.

Ítem 15. Controles y Procedimientos

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 divulgación al 31 de diciembre del 2003. Sobre la base de dicha evaluación, el gerente general y el gerente de administración y finanzas concluyeron que dichos controles y procedimientos son efectivos a un razonable nivel de seguridad (*assurance level*) para la recolección, análisis y divulgación de la información que se le requiere divulgar a Endesa-Chile en los informes que registra bajo la Ley de Valores de 1934, dentro de los períodos de tiempo especificados en las reglas y en los formularios de la SEC. La gerencia de Endesa-Chile aplicó su propio juicio a la hora de evaluar los costos y los

beneficios de dichos controles y procedimientos, los cuales, por su propia naturaleza, sólo pueden proporcionar una garantía razonable respecto de los objetivos de control de la gerencia.

No se ha hecho ningún cambio significativo al control interno que ejerce Endesa-Chile sobre la publicación de los informes financieros durante el período abordado en el presente informe anual 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 los informes financieros.

Ítem 16. [Reservado]

Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditores

Nuestro Directorio ha decidido que Antonio Pareja Molina califica como un experto financiero del comité de auditores de conformidad a lo definido en el Ítem 16A(b) del Formulario 20-F.

Ítem 16B. Código de ética

Existen dos resoluciones o políticas de la empresa que rigen las normas de conducta ética de Endesa-Chile, a saber: el Estatuto del Directivo y el Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores.

El Estatuto del Directivo, adoptado por el directorio en junio del 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 financieros de la Compañía. El objetivo de este reglamento que en la actualidad se está incorporando 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 del 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.

Se puede acceder el Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores en el sitio web de Endesa-Chile en www.endesa.cl y se publicará en dicho sitio web el Estatuto del Directivo una vez que se incorpore a los contratos de la gerencia. La compañía está en el proceso de incorporar dicho estatuto como parte del proceso de renovación de los contratos de la gerencia (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 los contadores principales de nuestras compañías en cada país en Chile y Perú — Ernst & Young — y en Brasil, Argentina y Colombia — Deloitte & Touche — y por tipo de servicio prestado durante los períodos abajo indicados:

Servicios prestados	2002	2003	Total
	(millones de US\$)		
Honorarios de auditoría (1)	0,75	0,97	1,72
Honorarios relacionados con la auditoría (2)	0,02	0,204	0,23
Honorarios de servicios tributarios (3)	—	—	—
Todos los demás honorarios (4)	—	0,09	0,09
Total.....	0,78	1,26	2,04

(1) describe los honorarios acumulados que facturaron Ernst & Young y Deloitte & Touche para cada uno de los últimos dos ejercicios en relación con los servicios prestados para la auditoría de los informes de los estados financieros anuales separados de Endesa-Chile y sus Filiales que exige el *Securities Exchange Commission* de los Estados Unidos.

(2) describe los honorarios acumulados que facturaron Ernst & Young y Deloitte & Touche para cada uno de los últimos dos ejercicios en relación con los servicios de seguridad (*assurance*) y otros servicios relacionados que prestaron con respecto al desempeño de la auditoría y la revisión de los estados financieros de Endesa-Chile y que no se incluyeron en los informes antes señalados (1); y que se relacionaron con la emisión de bonos, la venta de activos importantes y las otras actividades asociadas a la estructura financiera de la Compañía durante los años 2002 y 2003.

(3) describe los honorarios acumulados que facturaron los auditores externos para cada uno de los últimos dos ejercicios en relación con los servicios profesionales prestados para el cumplimiento, asesoría y planificación tributarios.

(4) describe los honorarios acumulados que se facturaron durante los últimos dos ejercicios por los productos y servicios prestados que no aparecen en los servicios antes señalados en los literales (1), (2) y (3); y en particular se refieren a los gastos asociados al cumplimiento con la Ley de Sarbanes Oxley del 2002 y a los que aprobó el directorio de la Compañía.

Cada año el Comité del Directores entrega una propuesta al directorio que contiene el nombre o los nombres de los candidatos de la auditoría externa de la Compañía. Esta propuesta sólo se refiere a la selección de los auditores externos que realizarán la auditoría de los estados financieros de Endesa-Chile de ese año. El directorio puede o no adoptar la propuesta que entrega el Comité de Directores. En caso de que el directorio no aprobase la propuesta, el directorio entregará otra propuesta con el nombre de una o más de una compañía de auditoría para realizar la auditoría de los estados financieros de Endesa-Chile de ese año. En ambos casos, la Junta de Accionistas realiza la selección final del auditor externo durante su reunión en la que hace una votación con respecto a la propuesta del Comité de Directores que el directorio adoptó o en caso de que el directorio no adoptase la propuesta del Comité de Directores, la Junta de Accionistas selecciona un auditor externo de la(s) compañía(s) que el directorio recomendó. Cualquier participación por parte del auditor externo con respecto a la prestación de servicios adicionales a la auditoría de los estados financieros debe contar con la pre aprobación del directorio.

Item 16D. Exoneraciones de los requisitos de inscripción de los Comités de Auditoría

No se requiere.

Item 16E. Compras de acciones ordinarias por parte del emisor y personas relacionadas

No se requiere.

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No hay.

Ítem 18. Estados financieros

Informe de los auditores independientes:

Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa-Chile) 2002 y 2003	F-2
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Endesa Argentina S.A. 2002 y 2003	F-3
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Endesa Colombia S.A. 2002 y 2003	F-4
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Central Hidroeléctrica de Betania S.A. 2002 y 2003.....	F-5
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Centrais Eletricas Cachoeira Dourada S.A. 2002 y 2003	F-6
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Compañía de Interconexao Energética S.A. — CIEN 2002 y 2003	F-7
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente – Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa-Chile) 2001.....	F-8
Informe de auditoría de Arthur Andersen – Endesa Argentina S.A. 2001.....	F-10
Informe de auditoría de Arthur Andersen – Endesa Colombia S.A. 2001.....	F-12

Estados financieros consolidados auditados:

Balances consolidados al 31 de diciembre del 2002 y 2003.....	F-10
Estados de resultados para los años terminados al 31 de diciembre del 2001, 2002 y 2003	F-12
Estados consolidados del patrimonio para los años terminados al 31 de diciembre del 2001, 2002 y 2003	F-13
Estados consolidados del flujo de caja para los años terminados al 31 de diciembre del 2001, 2002 y 2003	F-14
Notas a los estados financieros consolidados	F-16
Anexo I—Estados financieros individuales de Endesa-Chile.....	G-1
Estados financieros consolidados de Interconexao Energética S.A. (CIEN) y Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. (CEMSA)	H-1

Ítem 19. Anexos

Anexo	Descripción
1.1	Estatutos de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y sus modificaciones*
1.2	Estatutos de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y sus modificaciones (traducción al inglés)*
8.1	Lista de las filiales (previamente registrada)
12.1	Certificación del gerente general de conformidad a la Sección 302 de la Ley de Sarbanes-Oxley.
12.2	Certificación del gerente de administración y finanzas de conformidad a la Sección 302 de la Ley de Sarbanes-Oxley.
13.1	Certificación del gerente general y el gerente de administración y finanzas de conformidad a la Sección 906 de la Ley de Sarbanes-Oxley.

* Incorporado para fines de referencia al Informe Anual del Formulario 20-F de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. para el año terminado al 31 de diciembre del 2001 registrado con la *Securities and Exchange Commission de EE.UU.* el 1 de julio del 2002.

Entregaremos a la *Securities and Exchange Commission*, a petición suya, copias de cualquier instrumento no presentado que define los derechos de los titulares de obligaciones a 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/A y que debidamente ha causado y autorizado la firma del abajo firmante de la modificación del informe anual en su representación.

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Por: /firma/ Alejandro González Dale
Nombre: Alejandro González Dale
Cargo: Gerente de Administración y Finanzas

Fecha: 28 de julio del 2004