

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Washington, D.C. 20549

FORMULARIO 20-F

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

O

EL INFORME ANNUAL DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934
Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre del 2004

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 (562) 630-9000

(Domicilio de la casa matriz)

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

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

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

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

Valores para los cuales existe la obligación de informar según lo dispuesto en la Sección 15(d) de la Ley: [No hay].

U.S.\$ 150.000.000	7,20%	Documentos con vencimiento el 2006
U.S.\$ 230.000.000	7,875%	Documentos con vencimiento el 2027
U.S.\$ 220.000.000	7,325%	Documentos con vencimiento el 2037
U.S.\$ 200.000.000	8,125%	Documentos con vencimiento el 2097
U.S.\$ 400.000.000	7,750%	Documentos con vencimiento el 2008
U.S.\$ 400.000.000	8,502%	Documentos con vencimiento el 2009
U.S.\$ 400.000.000	8,350%	Documentos con vencimiento el 2013
U.S.\$ 200.000.000	8,625%	Documentos con vencimiento el 2015

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

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

Sí No

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

Ítem 17 Ítem 18

ÍNDICE

	<u>Página</u>
INTRODUCCIÓN.....	2
Información financiera	2
Términos técnicos	3
Cálculo de la participación económica.....	3
Declaraciones de proyecciones con respecto al futuro (" <i>Forward-Looking</i> ").....	3
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.....	5
Ítem 4. Información de la compañía	20
Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos.....	108
Ítem 6. Directores, gerencia general y empleados.....	115
Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes relacionadas	117
Ítem 8. Información financiera.....	126
Ítem 9. La oferta y cotización.....	128
Ítem 10. Información adicional	143
Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado.....	147
Ítem 12. Descripción de valores que no sean acciones ordinarias.....	147
PARTE II	
Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades.....	147
Ítem 14. Modificaciones sustanciales a los derechos de los titulares de valores y el uso de las ganancias	147
Ítem 15. Controles y procedimientos.....	148
Ítem 16. [Reservado].....	148
Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría.....	148
Ítem 16B. Código de ética	148
Ítem 16C. Honorarios y servicios de los contadores principales.....	149
Ítem 16D. Exoneraciones de los requisitos de inscripción de los Comités de Auditoría.....	149
Ítem 16E. Compras de acciones ordinarias por parte del emisor y personas relacionadas.....	150
PARTE III	
Ítem 17. Estados financieros.....	150
Ítem 18. Estados financieros.....	150
Ítem 19. Anexos.....	150

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 2004.

Información financiera

Toda referencia a “dólares”, “dólares US”, “\$” o a “U.S.\$” 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 2004, 1 UF era equivalente a Ch\$ 17.317,05 y su equivalente en dólares US era U.S.\$31,07 al 31 de diciembre del 2004, utilizando el tipo de cambio observado que informa el Banco Central de Chile para el 31 de diciembre del 2004 de Ch\$557,40 por U.S.\$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 2004, se expresan en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2004. 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 2004 es la diferencia porcentual entre el IPC chileno del mes de noviembre del 2003 y el IPC chileno del mes de noviembre del 2004 que fue el 2,5%. 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 33 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 del patrimonio para los períodos indicados y a las fechas indicadas. Es posible que ciertos montos no cuadren dado el redondeo.

De conformidad al GAAP chileno, consolidamos los resultados operacionales 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:

Debemos:

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

Endesa-Chile consolida todas sus filiales operacionales chilenas. En Argentina, Endesa-Chile consolida 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.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" al 31 de diciembre del 2004. 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 productoras. Las estadísticas relacionadas con nuestra producción no incluyen la electricidad que nosotros consumimos en las centrales.

Las pérdidas de transmisión técnicas se calculan al:

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

Cálculo de la participación económica

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

A la fecha del presente informe anual, Enersis S.A. ("Enersis"), una sociedad de inversión 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;
- las tendencias que afectan nuestra condición financiera o los resultados operacionales;

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

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

- los cambios al entorno reglamentario dentro de uno o más de uno de los países en los cuales operamos;
- los cambios al marco regulatorio medioambiental en uno o más de uno de los países en los cuales operamos;
- nuestra capacidad de implementar las inversiones propuestas 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 nuestra actividad comercial; y
- los factores mencionados posteriormente en la sección titulada “Factores de Riesgo”.

No se debe confiar injustificadamente 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 pudiéramos 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 aplica.

Ítem 2. Estadísticas de oferta y calendario anticipado

No aplica.

Ítem 3. Información esencial

A. Datos financieros seleccionados

El siguiente resumen de datos financieros y operacionales seleccionados y consolidados debe leerse junto con, y se justifica en su totalidad por medio de referencias a, los estados financieros consolidados auditados de la Compañía que se incluyen en el presente informe anual. Los estados financieros consolidados auditados son preparados de conformidad al GAAP chileno y a los reglamentos de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), los cuales, en su forma conjunta, difieren significativamente en algunos aspectos del GAAP US. La Nota 33 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 del patrimonio total para los períodos y las fechas indicados. Los datos financieros a partir de o para cada uno de los cinco períodos terminados al 31 de diciembre del 2004 en la tabla que aparece a continuación, se han recalculado en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2004.

Todos los datos, salvo las razones y los datos operacionales, se expresan en millones. Para la comodidad del lector, todos los datos presentados en dólares US en el siguiente resumen, a partir de y al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre del 2004, se convierten al Tipo de Cambio Observado de Ch\$557,40 por U.S.\$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” a continuación.

Se consolidaron nuestras principales filiales operacionales antes de 1998. La consolidación de todas las empresas se ha hecho de conformidad al GAAP chileno.

El 17 de diciembre del 2004 se liquidó nuestra filial colombiana, Endesa de Colombia S.A., propietaria de una participación de 8,91% en la Central Hidroeléctrica Betania S.A. Producto de lo anterior, Endesa-Chile (la compañía matriz) y Compañía Eléctrica Cono Sur S.A., una empresa que mantiene acciones en Endesa de Colombia S.A., ahora mantienen una participación directa en la propiedad de Central Hidroeléctrica Betania S.A.

La información descrita en la tabla a continuación incluye el efecto de ciertos cambios contables en el cierre de los cinco años y al 31 de diciembre del 2004, los cuales impactan en la comparabilidad que a continuación se presenta. Para mayor información de los cambios en las políticas contables, véase las Notas 3 y 33 a nuestros estados financieros consolidados.

	Al cierre o para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del					2004 (Millones de U.S.\$) (1) M.U.S.\$
	2000	2001	2002	2003	2004	
	MCh\$	MCh\$	MCh\$	MCh\$	MCh\$	
Datos del estado de resultados consolidado						
GAAP chileno:						
Ingresos de explotación.....	970.703	1.082.126	971.167	943.288	1.032.662	1.853
Costo de explotación.....	(659.761)	(685.965)	(575.171)	(564.208)	(629.191)	(1.129)
Gastos de administración y ventas.....	(34.603)	(35.919)	(37.568)	(32.107)	(34.445)	(62)
Resultado de explotación.....	276.339	360.242	358.428	346.973	369.026	662
Utilidad (pérdida) inversiones empresas relacionadas, neta.....	702	(10.297)	8.872	17.804	19.203	33
Amortización menor valor de las inversiones.....	(7.500)	(8.561)	(112.389)	(1.582)	(1.464)	3
Ingreso (gastos) financiero, neto.....	(245.855)	(224.371)	(210.052)	193.596	(177.646)	(320)
Corrección monetaria y conversión de monedas extranjeras, netas.....	(3.861)	(10.526)	3.681	9.769	22.842	40
Otros ingresos (gastos) fuera de explotación, netos.....	219.168	(2.779)	(14.586)	(15.876)	(28.045)	(51)
Resultado antes de impuesto sobre la renta, interés minoritario y amortización mayor valor de las inversiones.....	238.993	103.708	33.954	163.492	203.916	367
Impuesto sobre la renta.....	(91.603)	(41.319)	(73.118)	(28.062)	(93.427)	(168)
Pérdida extraordinaria.....	—	—	(11.315)	—	—	—
Interés minoritario.....	(70.999)	(35.215)	(48.117)	(71.326)	(42.802)	(78)
Amortización mayor valor de las inversiones.....	42.587	47.529	88.948	15.980	16.102	29
Utilidad neta (pérdida).....	118.978	74.703	(9.648)	80.084	83.789	150
Utilidad neta (pérdida) por acción en Ch\$/U.S.\$.....	14,51	9,11	(1,18)	9,76	10,22	0,02
Utilidad neta (pérdida) por ADS en Ch\$/U.S.\$ (2).....	435,18	273,24	(35,29)	292,92	306,47	0,55
GAAP US (6):						
Ingresos de explotación.....	994.971	1.087.853	950.643	943.817	1.032.662	1.853
Resultado de explotación.....	339.872	375.191	196.354	160.380	374.755	672
Utilidad inversiones empresas relacionadas.....	852	(16.539)	30.469	46.323	19.204	34
Impuesto sobre la renta.....	(114.426)	(59.456)	(87.592)	25.080	(152.273)	(273)
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas.....	100.271	(1.932)	(77.795)	74.559	63.543	114
Efecto acumulado de cambios en los principios contables después de impuestos e interés minoritario.....	—	33.470	—	(124)	1.207	2
Utilidad (pérdida) de operaciones discontinuas después de impuestos e interés minoritario.....	448	491	285	118	—	—
Utilidad neta (pérdida).....	100,719	32,029	(77,510)	74,553	64,750	116
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por acción en Ch\$/U.S.\$.....	12,23	3,84	(9,48)	9,08	7,89	0,01
Utilidad neta (pérdida) de operaciones discontinuas por acción en Ch\$/U.S.\$.....	0,05	0,06	0,03	0,01	—	—
Utilidad neta (pérdida) por acción en Ch\$/U.S.\$.....	12,18	2,78	(9,45)	9,09	7,89	0,01
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por ADS en Ch\$/U.S.\$.....	357,90	112,54	(277,61)	265,62	236,70	0,42
Utilidad neta (pérdida) de operaciones discontinuas por ADS en Ch\$/U.S.\$.....	1,50	1,80	0,90	0,30	—	—
Utilidad neta (pérdida) por ADS en Ch\$/U.S.\$ (4).....	368,39	117,16	(283,52)	272,45	236,70	0,42
Datos del balance general consolidado						
GAAP chileno:						
Activos totales.....	6.228.652	6.585.817	6.754.179	5.601.969	5.317.659	9.540
Deuda a largo plazo.....	2.854.774	2.901.907	2.547.886	2.346.876	2.191.610	3.932
Interés minoritario.....	1.352.384	1.483.079	1.551.043	1.248.187	1.127.391	2.023
Patrimonio total.....	1.425.433	1.497.539	1.481.065	1.529.986	1.568.898	2.815
Capital social.....	1.076.449	1.076.449	1.076.449	1.076.449	1.076.449	1.931
GAAP US						
Activos totales.....	6.164.839	6.141.929	6.478.567	5.283.625	4.993.507	8.959
Deuda a largo plazo.....	3.076.374	2.751.982	2.766.177	2.424.030	2.309.342	4.143
Interés minoritario.....	1.318.015	1.512.867	1.578.668	1.207.642	1.039.968	1.866

	Al cierre o para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del					
	2000	2001	2002	2003	2004	2004
Patrimonio total.....	1.145.687	1.165.996	1.091.357	1.151.491	1.192.849	2.140
Capital social.....	1.076.449	1.076.449	1.076.449	1.076.449	1.076.499	1.931
Otros datos financieros consolidados						
GAAP chileno:						
Inversiones en capital (5).....	92.824	54.840	139.612	134.419	96.136	172
Depreciación y amortización.....	175.530	158.189	229.524	171.258	157.554	283
Dividendos en efectivo por acción en						
Ch\$/U.S.\$ (3).....	1,05	1,01	—	2,30	4,13	0,01
Dividendos en efectivo por ADS en U.S.\$						
(2)/(3)/(4).....	0,04	0,04	—	0,11	0,22	0,22
Promedio ponderado acciones en circulación						
(millones).....	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202
Número de ADS (millones).....	26	28	16	14	13	13

- (1) Sólo para facilitar la lectura del documento, las cantidades en pesos chilenos han sido llevadas a dólar al tipo de cambio de Ch\$557,40 por dólar US, el tipo de cambio observado al 31 de diciembre 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. El 18 de abril del 2005 se distribuyó el dividendo del 2004.
- (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 33 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 par (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, es probable que tengan 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 ("Ley del Banco Central"), promulgada en 1989, 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 a los ADS, se pueden comprar en el mercado cambiario formal o el informal, sin embargo, dichos pagos y distribuciones deben remitirse necesariamente a través del mercado cambiario formal.

Para los efectos de las operaciones del mercado cambiario formal, el Banco Central de Chile fija un tipo de cambio referencial ("dólar acuerdo") que lo vuelve a fijar a diario, tomando en consideración la inflación interna y

externa además de las variaciones de paridad entre el peso chileno y cada una de estas monedas: el dólar US, el yen japonés y Euro, en una proporción de 80:5:15, respectivamente. A diario, el Banco Central informa y publica en los diarios chilenos el tipo de cambio observado (dólar observado), el cual se calcula al sacar el promedio ponderado de las transacciones realizadas durante el día hábil anterior en el mercado cambiario formal.

El mercado cambiario informal refleja las transacciones realizadas a tipos de cambio informales (el “tipo de cambio informal”) por parte de entidades sin la autorización expresa para operar en el mercado cambiario formal (por ejemplo, ciertas casas de cambio, agencias de viaje, entre otros). En el mercado cambiario informal no se 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 2004, el tipo de cambio informal fue Ch\$556,00, o el 0,25% menor que el dólar observado publicado que fue Ch\$557,40 por U.S.\$1,00.

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 20F 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 U.S.\$)			Cierre del período
	Bajo(2)	Alto(2)	Promedio(3)	
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
2004	557,40	649,45	611,11	557,40

Últimos seis meses	Tipo de cambio observado (1) (Ch\$ por U.S.\$)			Cierre del período
	Bajo(2)	Alto(2)	Promedio(3)	
2004				
diciembre	557,40	597,27	N.A.	557,40
2005				
enero.....	560,30	586,18	N.A.	585,40
febrero.....	563,22	583,84	N.A.	573,55
marzo.....	578,60	591,69	N.A.	585,93
abril	572,75	588,95	N.A.	582,73
mayo	570,83	583,59	N.A.	583,00

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 efectivos, a diario, 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 medida de las condiciones hidrológicas, las condiciones de sequía pueden tener un impacto negativo en nuestra rentabilidad.

Aproximadamente el 69% de nuestra capacidad de generación consolidada en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú es hidroeléctrica y por lo tanto las condiciones hidrológicas adversas pueden tener un impacto adverso en nuestro negocio y nuestros resultados operacionales.

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

En el 2000 nosotros y nuestras filiales de generación establecimos una política comercial y de riesgo con el fin de mitigar el impacto de potenciales interrupciones en nuestra capacidad de suministrar electricidad, incluyendo aquellas interrupciones ocasionadas por sequía, cortes en el suministro de gas y suspensiones prolongadas de las centrales en el sistema interconectado eléctrico. De conformidad a esta política, se determina cierto volumen de contratos para cada generadora que reduce los riesgos a niveles aceptables, respaldado con una confiabilidad estadística del 95%. Se exige que cualquier contrato para un volumen superior a dicho nivel del 95% incorpore cláusulas que transfieren el riesgo de interrupciones a los clientes. Sin embargo, los modelos estadísticos tienen una capacidad limitada para predecir el clima y los acontecimientos políticos (tales como las interrupciones en el suministro de gas) y no se puede garantizar que esta política nos proteja de las potenciales consecuencias negativas de los períodos de sequía largos.

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

La ley chilena vigente le otorga autoridad a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (la SEC chilena) para realizar investigaciones y multar a aquellas partes responsables de fallas en el sistema interconectado eléctrico. A partir del 31 de diciembre del 2004, dichas multas pueden fluctuar entre 1 Unidad Tributaria Mensual ("UTM"), lo que equivale aproximadamente a U.S.\$54, y 10.000 Unidades Tributarias Anuales ("UTA"), lo que equivale aproximadamente a U.S.\$6,5 millones. Se les puede aplicar multas a la Compañía y sus filiales de generación chilenas producto de fallas en el sistema interconectado eléctrico, incluso si no se les puede atribuir las causas del corte parcial o total del suministro ya que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) cuenta con la autoridad de asignarles cierto grado de responsabilidad en su calidad de integrantes del Centro de Despacho de Carga (CDEC), la entidad responsable de la coordinación de las operaciones del sistema eléctrico. Cualquier compañía eléctrica bajo la supervisión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles puede estar sujeta al pago de multas cuando el sistema eléctrico se ve afectado por fallas operacionales, incluso si dicha compañía no cuenta con la capacidad de reacción para impedir un colapso en el sistema.

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 3.500 UTA, lo que equivale aproximadamente U.S.\$2,3 millones, producto de una falla en la transmisión de energía en la Región Metropolitana de Chile el día 23 de septiembre del 2002. El 27 de abril y el 3 de mayo del 2004, la SEC chilena les impuso a Endesa-Chile multas por un monto de 2.030 UTA, lo que equivale aproximadamente \$1,3 millones, debido a un apagón que se produjo en la Región Metropolitana el día 13 de enero del 2003. Nuestras filiales están en el proceso de apelar dichas multas, pero es posible que no tengan éxito.

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

Estamos sujetos a regulaciones amplias que se aplican a las tarifas y a otros aspectos de nuestro negocio en los países en los cuales operamos y a veces pueden tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad. Además, con

frecuencia a las autoridades legislativas y administrativas en los países donde operamos se les presentan modificaciones al marco regulatorio que incluyen cambios que, de aprobarse, afectarían de manera significativa nuestras operaciones y podrían tener un impacto adverso importante en nuestro negocio.

El racionamiento eléctrico en Chile: 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 Estado 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 el volumen que no pudiésemos suministrar al “precio al usuario final racionado”. En el caso de que las autoridades regulatorias de Chile determinara un estado de racionamiento, nuestro negocio, la condición financiera y los resultados operacionales podrían verse afectados negativamente de manera sustancial.

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 tales como Endesa-Chile y sus filiales de generación chilena suministren energía a las distribuidoras que no sean capaces de contratar libremente con generadoras el 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 las distribuidoras con déficit de contratos de acuerdo a la proporción de energía firme de cada generadora a un precio igual al precio de nudo. La energía firme consiste en la cantidad de energía estimada que todas las unidades generadoras en un sistema interconectado pueden entregar de manera confiable al sistema durante un año en particular, bajo ciertos supuestos. Si Endesa-Chile y sus filiales de generación chilena no pudiesen producir la energía suficiente para satisfacer la porción que les corresponde suministrar a las distribuidoras, se les exigiría comprar energía en el mercado spot a precios que pueden ser significativamente mayores que el precio al cual se les requeriría vender a las distribuidoras, y por ende podrían incurrir en pérdidas. Además, la exigencia de vender a las distribuidoras limita la capacidad de Endesa-Chile de ampliar las ventas a los clientes no regulados que posiblemente sean más rentables para nosotros. Para una discusión más completa del tema, véase el “Ítem 4. Información de la Compañía – Marco regulatorio de la industria eléctrica”.

Los derechos de agua. Aproximadamente el 76% de la capacidad instalada de nuestras filiales de generación en Chile es hidroeléctrica. Estas mismas son propietarias de los derechos de agua que constituyen derechos de propiedad absolutos e incondicionales y de duración ilimitada, concedidos por la Dirección General de Aguas de Chile. Sin embargo, en marzo del 2005 el Congreso chileno aprobó una modificación a las leyes vigentes que rigen el uso de los derechos de agua. Conforme a la ley modificada, a partir del 1 de enero del 2006 las generadoras chilenas tendrán que pagar una licencia anual por el uso de los derechos de agua.

Antes de que finalice el año 2005, tendremos que determinar cuáles son los derechos de agua que con mayor probabilidad utilizaríamos en algún proyecto hidroeléctrico y cuáles no usaríamos. En caso de determinar que algunos de estos derechos de agua no serán utilizados en proyectos futuros, abandonaríamos dichos derechos con el fin de evitar la responsabilidad del pago de licencias. Estimamos que, en caso de no abandonar ninguno de los derechos de agua en el SIC, tendremos que desembolsar un monto total no superior a los U.S.\$ 4,0 millones al año para los efectos del pago de licencias. Al iniciarse las operaciones de cualquier proyecto futuro, los gastos desembolsados correspondientes al uso de los derechos de agua correspondientes se recuperarán de manera retroactiva mediante un crédito tributario, durante un plazo de hasta ocho años antes de la puesta en marcha del proyecto que hace uso de los derechos de agua.

En el caso de los derechos de agua ubicados en la parte austral de Chile (en la XI y XII Regiones, en particular, fuera del área que abarca el SIC), los gastos en licencia se pagarán a partir del 1 de enero del 2013, haciendo uso del SIC del mismo régimen de crédito tributario que se mencionó en el párrafo anterior.

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

En Argentina, el bajo precio que los reguladores impusieron en el gas natural ha afectado directamente la producción y las inversiones en los depósitos de gas natural, lo que a su vez impacta la disponibilidad de dicho combustible a corto y mediano plazo en Chile. La escasez del gas natural puede obligar a las generadoras eléctricas, nosotros incluidos, a recurrir al uso del más costoso fuel oil, lo que aumenta sustancialmente los costos de producción. Una fuerte demanda de electricidad en la región central de Chile, que subió en un 7,9% en el 2004 y que se espera que siga registrando una alza considerable en el futuro próximo, junto con el bajo nivel de inversiones en el sector eléctrico, hace que este sector en particular en Chile se exponga a los efectos adversos de la crisis de gas natural argentino.

En la región central de Chile, nuestras centrales térmicas San Isidro y Taltal utilizan el gas natural para su generación térmica y cuentan con contratos take-or-pay de compra de gas con proveedores argentinos. El 26 de marzo del 2004, el Estado argentino emitió una resolución que permite que las autoridades estatales apliquen la suspensión parcial de las exportaciones de gas natural y que otorgue al Presidente de Argentina la autoridad de aplicar la suspensión temporal de los contratos de suministro a largo plazo de los exportadores argentinos. Desde esa fecha, Argentina ha limitado de forma importante sus exportaciones de gas natural a Chile, producto de lo cual el sector eléctrico chileno se ha vuelto más vulnerable que en el pasado.

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

Para poder satisfacer nuestras obligaciones, dependemos del efectivo proveniente de los dividendos, los pagos de créditos y otros pagos de efectivo que recibamos de nuestras filiales. Nuestra capacidad de pagar nuestros compromisos dependerá en parte de la recepción de las distribuciones de nuestras filiales. La capacidad de nuestras filiales de pagar los dividendos, realizar los pagos de créditos y entregar otras distribuciones a Endesa-Chile está sujeta a ciertos límites legales tales como las restricciones de dividendos, las obligaciones fiduciarias, 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 operativas extranjeras debido a las regulaciones estatales, las consideraciones estratégicas, las condiciones económicas y las restricciones crediticias.

Es posible que nuestros resultados operacionales futuros fuera de Chile sigan sujetos a mayor incertidumbre económica y política que aquella que se ha experimentado en Chile, reduciendo así la probabilidad de que podamos depender de los flujos de caja de las operaciones de aquellas entidades para el pago de nuestra deuda.

Los límites de los dividendos y otras restricciones legales. Nosotros y nuestras filiales chilenas estamos sujetos a las restricciones legales habituales que limitan el monto de las distribuciones de dividendos. Algunas de nuestras filiales no chilenas también están sujetas a las exigencias de una reserva legal entre otras restricciones aplicables al pago de dividendos. Adicionalmente, la capacidad de nuestras filiales, en que no poseemos el 100% de propiedad, de remitirnos la caja puede verse limitada producto de las obligaciones fiduciarias de los directores de dichas filiales frente a sus accionistas minoritarios. Producto de dichas obligaciones, cualquiera de nuestras filiales podría, en ciertas circunstancias, verse inhabilitada con respecto a la entrega de caja a nosotros.

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

- prohibiciones con respecto a la distribución de dividendos por parte de Pangué, nuestra filial de generación chilena, si no cumple con ciertos ratios de endeudamiento a patrimonio y de cobertura de la deuda (según se definen en los contratos de créditos de Pangué);
- prohibiciones con respecto a la distribución de dividendos por parte de Edegel en Perú y Betania en Colombia en el caso del incumplimiento de ciertos créditos;

- prohibiciones con respecto al pago de deudas intercompañía por parte de Betania a no ser que Betania obtuviere fondos adicionales de la venta de activos o de reducciones de capital de Emgesa, y con respecto a los pagos de interés de deudas intercompañía en el caso de encontrarse impago algún pago programado de un crédito sindicado de Betania;
- prohibiciones con respecto a las distribuciones de dividendos, las reducciones de capital, los pagos de interés intercompañía y el pago de deuda de Costanera en Argentina mientras cierta parte de su deuda continúa vigente.

No estamos en conocimiento de la existencia de ninguna restricción contractual con respecto a la capacidad de nuestras compañías asociadas de pagarnos 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 necesidades de caja de cualquiera de nuestras filiales supere su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de caja para remitir a nosotros.

Los controles cambiarios. La capacidad de nuestras filiales no chilenas y de nuestras compañías asociadas de remitir 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 covenants financieros en virtud de nuestro endeudamiento existente.

Estamos sujetos a ciertas restricciones financieras bastante estándares que se relacionan con los ratios máximos de endeudamiento al flujo de caja ajustado, de endeudamiento-EBITDA, de deuda-patrimonio y con la ratios mínimos de flujo de caja ajustado al gasto financiero. Adicionalmente, la mayor parte de nuestro endeudamiento contiene disposiciones de cross-default que por lo general se gatillan cuando quedan en incumplimiento otras deudas de montos superiores a los U.S.\$30 millones en forma individual. En el caso de gatillar cualquiera de nuestras disposiciones de cross-default y que nuestros acreedores existentes exigiesen el pago inmediato, una parte importante de toda nuestra deuda se devengaría y no estaríamos en condiciones de pagar dicha deuda.

Véase “Ítem 5. Resultados operacionales para los años terminados al 31 de diciembre del 2003 y del 2004— liquidez y recursos de capital” para obtener mayor información de estos mecanismos de crédito.

Nosotros y nuestras filiales podemos estar sujetos al riesgo de refinanciamiento.

El endeudamiento financiero consolidado de Endesa-Chile al 31 de diciembre del 2004 era de U.S.\$ 414 millones con vencimiento el 2005, U.S.\$ 620 millones en el 2006, U.S.\$ 1.465 millones en el 2007 hasta el 2009 y U.S.\$ 1.624 millones de endeudamiento que vence de allí en adelante.

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

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 demás divisas sudamericanas 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 y otras restricciones asociadas a la indexación de nuestros aranceles con el dólar estadounidense.

Además, en el caso de nuestras filiales argentinas, los cambios reglamentarios que se introdujeron en el año 2002 eliminaron completamente la indexación con el dólar, lo que junto con un aumento de aproximadamente el 71% del peso argentino frente al dólar estadounidense y la pesificación de nuestras tasas contractuales produjeron una reducción en la generación de caja neta. 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. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa sobre el riesgo de mercado—Riesgo cambiario”.

Al 31 de diciembre del 2004, el endeudamiento consolidado de Endesa-Chile alcanzó U.S.\$4.124 millones, de los cuales U.S.\$2.922 millones (71%) se denominaban en dólares US. Durante el período de los doce meses que terminó el 31 de diciembre del 2004, nuestros ingresos alcanzaron U.S.\$1.853 millones, de los cuales U.S.\$400 millones se denominaban en dólares US y U.S.\$772 millones se vinculaban con el dólar US de alguna manera. En total, el 63% 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 U.S.\$78 millones correspondía a ingresos en pesos, representando el 4,2% de nuestros ingresos consolidados del 2004. 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 2004, nuestro endeudamiento consolidado denominado en divisas extranjeras incluía el equivalente a U.S.\$13 millones en reales brasileños, U.S.\$471 millones en pesos colombianos, U.S.\$110 millones en soles peruanos y U.S.\$21 millones en pesos argentinos por un total de U.S.\$615 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 los doce meses que termina el 31 de diciembre del 2004 incluían el equivalente a los U.S.\$71 millones en reales brasileños, U.S.\$249 millones en pesos colombianos, U.S.\$208 millones en pesos argentinos y U.S.\$75 millones en soles peruanos por un total de U.S.\$603 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 divisas. El caso de mayor importancia es el caso de Argentina en que la mayor parte de nuestra deuda se denomina en el dólar estadounidense mientras que nuestros ingresos corresponden principalmente al peso argentino, según se detalla arriba.

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

La manera en que valorizamos 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 reportado el efecto de una devaluación sobre nuestros activos no monetarios en los países en que se encuentran nuestras filiales e inversiones, 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”.

Las regulaciones ambientales en los países en los cuales operamos pueden ocasionar un aumento de nuestros costos operacionales.

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 de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. Las autoridades estatales pueden negar la aprobación de estos estudios de impacto ambiental, la oposición pública puede ocasionar demoras o modificaciones en cualquiera de los proyectos propuestos y las leyes y reglamentos pueden sufrir modificaciones o interpretarse de tal forma que tengan un efecto adverso en nuestras operaciones o en planes que tenemos para las compañías en las cuales tenemos inversiones. Véase el “Ítem 4. Información de la Compañía—D. Propiedad, plantas y equipos—Aspectos medioambientales”.

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

Somos parte de una variedad de procesos legales, algunos de los cuales llevan varios años inconclusos. No podemos asegurar que éstos vayan 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 nuestras empresas relacionadas 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 60,0% 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, 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 Sudamérica 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 Sudamérica, 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 ventas 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. Nuestras filiales tienen obligaciones sustanciales en virtud de contratos de venta de electricidad a precio fijo y a largo plazo, cuyos valores fluctúan según el precio de mercado de la electricidad. Además, nuestras filiales de generación cuentan con obligaciones sustanciales como las partes vendedoras de 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 embalses, los precios de mercado de principales insumos, tales 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 commodities 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 commodities para manejar nuestra exposición a las fluctuaciones de los precios de commodities. De conformidad al GAAP chileno, nuestro estado de resultados no refleja las fluctuaciones en el valor justo de nuestros contratos de energía a largo plazo, aunque sea un requisito de conformidad al GAAP US. Nuestra política consiste en no celebrar contratos de suministro por cantidades que superen nuestra capacidad firme bajo condiciones hidrológicas adversas. Para obtener mayor información, véase el “Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa sobre el riesgo de mercado—Riesgo del precio de productos básicos” en el presente informe anual.

Factores de riesgo asociados a Chile

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

Una parte significativa de nuestros activos y operaciones se encuentra en Chile y, por consiguiente, en cierta medida nuestra condición financiera y los resultados operacionales dependen de las condiciones económicas existentes en Chile. La economía chilena creció en un 6,1% en el 2004 comparado con un 3,7% en el 2003. El Banco Central recientemente reclasificó sus criterios para las mediciones de crecimiento. Las últimas proyecciones del Banco Central para el crecimiento del PIB varían entre el 5,25% y el 6,25% para el 2005 y mayor que el 5,0% para el 2006 (Informe Política Monetaria del Banco Central, enero del 2005). No podemos asegurar que dicho crecimiento se logre ni que la tendencia de crecimiento siga en el futuro ni que los desarrollos futuros de la economía chilena no perjudiquen nuestra capacidad de seguir con nuestros planes estratégicos ni que no tengan un impacto en nuestra condición financiera o los resultados operacionales. Nuestra condición financiera y el resultado de operación pueden verse afectados por cambios en las políticas económicas u otras políticas del Estado chileno que han ejercido y continúan ejerciendo una influencia significativa en muchos aspectos del sector privado. Adicionalmente, nuestra condición financiera y los resultados operacionales pueden verse afectados por otros desarrollos políticos en Chile o por las prácticas administrativas de las autoridades chilenas, sobre las cuales no tenemos ningún control.

Mayor inflación en Chile puede tener un impacto adverso en nuestros resultados operacionales.

Si bien se ha registrado un bajo nivel de inflación en Chile en los últimos años, el país ha experimentado altos niveles de inflación en el pasado. Vale decir que los altos niveles de inflación en Chile podrían tener un efecto adverso en la economía chilena e indirectamente en el valor de las acciones ordinarias y los ADS de Enersis. El Índice de Precios al Consumidor o el IPC chileno para los 12 meses terminados al 31 de diciembre del 2004, se situó en un 2,4% y las fuentes oficiales del Gobierno esperan que el IPC chileno sea aproximadamente el 2,0% y el 3,0% para los años 2005 y 2006, 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 un alza significativa en nuestros gastos. Como consecuencia, el nivel de inflación en Chile puede afectar nuestra condición financiera y los resultados operacionales.

Consideramos que una inflación moderada no tendrá un impacto material sobre 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, nuestros resultados operacionales y el valor de las acciones que emitimos pueden verse negativamente afectados si los niveles de inflación en Chile sufriesen 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.

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

Los riesgos cambiarios pueden afectar de manera adversa el monto en dólares estadounidenses de los dividendos a pagar a titulares de los ADS de Endesa-Chile.

Las operaciones bursátiles de las acciones ordinarias subyacentes (*underlying*) de los ADSs en Chile se realizan en pesos. El depositario de Endesa-Chile recibirá las distribuciones en caja que hacemos con respecto a las acciones subyacentes de los ADSs en pesos. El depositario convertirá dichos pesos a dólares US al tipo de cambio existente en ese momento con el fin de realizar los pagos de dividendo y de otras distribuciones relacionados con los ADS. Si

el peso chileno sufre una apreciación frente al dólar US, puede disminuir el valor de los ADS y de cualquiera de las distribuciones que los titulares de los ADS recibiesen del depositario.

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 el financiamiento a tasas razonables;
- los atrasos en la obtención de permisos regulatorios, incluyendo los permisos ambientales;
- los cambios en el precio de equipos, materiales o mano de obra o la escasez de los mismos;
- la oposición local por parte de grupos políticos y étnicos;
- los cambios adversos en el entorno político y reglamentario en los países en los cuales Endesa-Chile y sus compañías coligadas operan; y
- las 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.

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

Factores de riesgo asociados al resto de Sudamérica

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

Todas nuestras operaciones se ubican en Sudamérica. Si bien en un principio sólo operábamos en Chile, a través de adquisiciones e inversiones estratégicas, hemos ampliado nuestras operaciones a través de Sudamérica. En el 2004, generamos el 55% de nuestros ingresos de explotación consolidados y el 59% de nuestro resultado de explotación consolidado fuera de Chile. Por consiguiente, nuestros ingresos consolidados son muy sensibles al desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales incidiesen 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 sudamericanos, en distintos grados. Aunque las condiciones económicas varían de país en país, la reacción de los inversionistas frente a los desarrollos en un país en particular puede tener un efecto importante en los emisores de valores en otros países, incluso Chile. Es posible que los eventos transcurridos en otras partes, en particular en otros mercados emergentes, tengan un impacto adverso en los mercados de valores y financieros chilenos y dichos efectos pueden afectar el valor de o los rendimientos de las tasas de interés en los mercados secundarios de nuestros instrumentos de deuda. Además, Endesa-Chile cuenta con inversiones importantes fuera de Chile en algunos países considerados como países relativamente riesgosos 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 sudamericanas 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. A menudo las acciones de estos Estados para controlar la inflación y los efectos de otras políticas contemplan la aplicación de controles salariales, tarifarios y de precios, además de otras medidas intervencionistas que incluyen el bloqueo de cuentas bancarias y la imposición de controles de 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 adverso 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 reducir la rentabilidad de nuestro negocio y tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales.

Factores de riesgo asociados a Argentina

La situación macroeconómica y política en Argentina y los cambios aplicados a la regulación que afectan nuestras filiales argentinas podrían tener un impacto adverso en nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados operacionales.

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 argentino 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 operacionales y pueden seguir obstaculizando su capacidad de remitirnos las distribuciones.

A la fecha del presente informe, Argentina había terminado casi toda la reestructuración de una parte sustancial de su endeudamiento en bonos, pero dicha reestructuración seguía sujeta a litigio. Por otra parte, no se logró llegar a un acuerdo con el FMI. El hecho de no llegar a dicho acuerdo podría impedir el acceso futuro de Argentina al financiamiento internacional, afectando así la capacidad del nuevo Gobierno de implementar las reformas necesarias para restaurar la estabilidad, el crecimiento económico y la confianza pública.

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

Las deficiencias del sector eléctrico argentino podrían impactar el negocio de la interconexión entre Argentina y Brasil.

Producto del fuerte aumento en la demanda doméstica de gas natural y de electricidad en Argentina, conjugado con la falta de inversiones en la producción y la generación del gas natural, la industria de generación eléctrica de Argentina opera bajo circunstancias muy ajustadas y puede no estar en condiciones de satisfacer su demanda interna, además de enfrentar otras dificultades a la hora de exportar la electricidad a Brasil. El Estado argentino ha adoptado medidas con el objetivo de garantizar el suministro interno. En la actualidad, nuestra filial de generación, Costanera, no cuenta con la autorización para exportar electricidad generada con gas natural ni tampoco tiene la autorización para comprar electricidad en el mercado mayorista con el fin de satisfacer sus contratos de exportación. Es por esas razones que los contratos de capacidad eléctrica y de energía que vinculen las generadoras argentinas, incluyendo Costanera, con CIEN (nuestra compañía de transmisión coligada que participa en la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil) podrían verse afectados de manera adversa. Si las condiciones hidrológicas en el sur de Brasil no mejoran o si las autoridades argentinas no flexibilizan ciertas restricciones recientes respecto a la exportación de

electricidad a Brasil, CIEN y Costanera pueden enfrentar el riesgo de no cumplimiento, lo que podría producir un impacto adverso en nuestras compañías. (Véase el Ítem 4 “Operaciones en Argentina” y “Operaciones en Brasil”).

El Banco Central de Argentina levantó, aunque puede volver a imponer, las restricciones a la transferencia de fondos al exterior de Argentina, que podrían impedir a nuestras filiales la distribución de dividendos y el pago del principal de ciertas deudas externas a medida que vengzan.

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 (incluyendo el pago de dividendos y del principal y del interés de deuda), 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, se redujeron en forma paulatina 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.

Si el Banco Central de Argentina volviera a imponer restricciones a la transferencia de fondos fuera de Argentina que impidiese que nuestras filiales argentinas pagasen el principal y/o los intereses de ciertas deudas externas, y si financiamiento nuevo no se encontrase disponible en absoluto o a condiciones comercialmente razonables para nuestras filiales argentinas o si éstas no fuesen capaces de renegociar dicho endeudamiento u obtener una reserva para ello, una porción sustancial de sus obligaciones de deuda puede vencer y corresponder su pago. Si se volviera a imponer restricciones parecidas, no podemos garantizar que nuestras filiales argentinas fuesen capaces de obtener nuevo financiamiento o que pudiesen renegociar u obtener waivers respecto del endeudamiento sujeto a las restricciones cambiarias. Adicionalmente, dichas restricciones podrían impedir que Costanera y El Chocón nos hiciesen llegar las distribuciones de caja.

Al 31 de diciembre del 2004, la deuda financiera con terceros de nuestras filiales argentinas alcanzó aproximadamente U.S.\$ 239,2 millones. De conformidad a la política que aplicamos a todas nuestras filiales argentinas, mientras se mantengan las restricciones a las divisas en Argentina y sigan irresueltos los temas esenciales respecto al sector eléctrico, realizamos principalmente los pagos de interés al devengarse, según lo permitido por el Banco Central de Argentina, y refinanciamos la mayor parte de nuestra deuda en circulación. Durante el 2004, refinanciamos más de U.S.\$ 182 millones en deuda financiera, pagamos U.S.\$ 78 millones en principal y ampliamos el vencimiento de esta deuda de 18 a 30 meses. Nuestros acreedores internacionales entienden las circunstancias extraordinarias que nos llevaron a dar estos pasos y a la fecha han aceptado dichas condiciones de refinanciamiento. Cuatro acreedores pueden no continuar aceptando o que el Banco Central de Argentina puede no continuar permitiendo, el refinanciamiento del principal de la deuda al llegar su fecha de vencimiento.

Factores de riesgo asociados a Brasil

La reforma del sector eléctrico de Brasil podría tener un impacto adverso en nuestro negocio y en nuestras operaciones en Brasil.

Posterior a la crisis del suministro de electricidad en el 2001, producto de la baja pluviosidad, el comité de electricidad de Gobierno federal de Brasil anunció varias medidas orientadas a la revitalización del sector energético y a la garantía de un mayor nivel de competitividad, a la atracción de nuevas inversiones y a la mejora en la transparencia de las normas que regulan dichos servicios.

En marzo del 2004 se promulgaron las Leyes N°10.847 y 10.848 con el fin de establecer un nuevo modelo para el sector eléctrico de Brasil. Dichas leyes se implementaron posteriormente mediante los decretos y las resoluciones promulgados por el MME (el Ministerio de Minas y Energía) y la ANEEL (la Agencia Nacional de Brasil de

Energía Eléctrica). Adicionalmente, estas resoluciones determinarán, entre otras cosas, la forma en que se distribuirán entre los distintos actores del mercado los riesgos inherentes (es decir, el riesgo hidrológico, las fluctuaciones en el mercado y las cuentas por cobrar) e impedirá la participación de las distribuidoras en otras actividades relacionadas con la electricidad, como por ejemplo la generación.

El nuevo modelo brasileño del sector eléctrico establece un marco regulatorio que se basa en los principios de estabilidad y bajos precios para el consumidor. Además, busca garantizar la expansión de la capacidad instalada con el objetivo de satisfacer la demanda creciente. De conformidad a este modelo, el 100% de la demanda energética pronosticada de las distribuidoras se debe satisfacer mediante contratos de largo plazo. Por consiguiente, la ANEEL y la Cámara de Ventas de Energía ya han realizado varios procesos de llamado a licitación y realizarán más en anticipación al vencimiento de los contratos vigentes celebrados en el entorno regulado. Por lo tanto, puede que las distribuidoras terminen ofertando más o menos demanda que la verdadera. Para mayor información véase el “Ítem 4. Descripción del negocio. Operaciones en Brasil – la estructura del nuevo sector eléctrico”.

Factores de riesgo asociados a Colombia

La formación de un sistema de contratos electrónico podría afectar nuestro negocio en Colombia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (la CREG) promueve la creación de una bolsa de electricidad electrónica similar a un mercado financiero, cuyo propósito sería aumentar los niveles de competencia y de transparencia de las transacciones de energía entre los distintos actores del mercado. Sin embargo, de acuerdo a la documentación preliminar, las partes contratantes no podrían evaluar la solvencia de sus contrapartes. Si, en el futuro, nos obligan a realizar las transacciones mediante una bolsa de electricidad electrónica que no nos permite evaluar el riesgo crediticio de la contraparte, estaríamos expuestos a un mayor riesgo de incumplimiento de pago, lo que puede tener un impacto adverso en nuestros ingresos.

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 desempeñan 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 Estado colombiano para abordar la situación, el país sigue afectado por la fricción y la 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 Estado 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.

Durante el 2002 nuestras compañías colombianas pagaron un impuesto antiterrorismo que afectó nuestra utilidad neta. Si bien consideramos que dicho impuesto no constituye un pago recurrente, las acciones de guerrillas y de terrorismo futuras en Colombia pueden hacer que las autoridades tributarias colombianas tomen acciones similares.

Factores de riesgo asociados al Perú

Es posible que suframos una pérdida como consecuencia de las diferencias entre el precio de nudo y el costo marginal de la electricidad.

En el 2004 las generadoras en Perú acordaron satisfacer la demanda del mercado regulado al precio de nudo hasta terminado el 2007. Cada generadora proveerá la energía en proporción a su participación de capacidad

instalada. Dicho acuerdo expone la compañía a posibles pérdidas producto de las diferencias entre el precio de nudo y el costo marginal de la electricidad puesto que es posible que se le requiera a la Compañía adquirir la electricidad a precios mayores en el mercado spot para luego revenderla a un precio de nudo fijo.

La Ley 28.447 de diciembre del 2004 modificó la forma en que se calcula el precio de nudo, el que de aquí en adelante se fija anualmente en lugar de semi anualmente; por otra parte, dicha ley modificó el período de análisis para el cálculo del precio de nudo. Dicho período consiste en los 12 meses anteriores a la fijación del precio y los 24 meses de demanda y oferta de energía futura proyectada. Aún no es posible determinar cuales serán los impactos de este nuevo mecanismo de cálculo.

Las reformas regulatorias futuras pueden afectar nuestro negocio de manera adversa.

En la actualidad las autoridades del Estado están en conversaciones con las compañías eléctricas con el fin de estudiar una futura reforma al marco regulatorio del sector eléctrico del Perú. Puesto que dicho proceso se encuentra en una fase inicial, no podemos estimar si esta reforma se llevará a cabo o no ni cual sería su alcance.

Ítem 4. Información de la Compañía

A. Historia y desarrollo de la Compañía

La constitución e información 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 EndesaChile.

La Información de contacto de la Compañía es:

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

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

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

El desarrollo de la Compañía

El Estado 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;
- con la adquisición de Edegel en Perú en octubre de 1995;
- con la adquisición de Betania en diciembre de 1996 y Engesa en asociación con Endesa-España en octubre de 1997, ambas en Colombia; y

- con la adquisición de Cachoeira Dourada en Brasil en septiembre de 1997.

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% 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 de Nueva York (NYSE). 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 registrados en la Bolsa de Nueva York desde julio de 1994. Las acciones de Endesa-Chile también están registradas y se transan en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid, o Latibex, desde diciembre del 2001.

Inversiones, inversiones de capital y desinversiones

Nuestras inversiones de capital ascendieron a U.S.\$187,7 millones en el 2002, U.S.\$220,8 millones en el 2003, en dólares históricos, y a U.S.\$162,1 millones en el 2004. Nuestras inversiones de capital e inversiones durante el 2004 consistían en inversiones en Chile por un monto de U.S.\$89,5 millones relacionadas con la central hidroeléctrica Ralco (“Proyecto Ralco”) y en mantenimiento de inversiones de capital por un monto de U.S.\$70,5 millones para todas nuestras filiales operacionales. En la actualidad, esperamos desembolsar una inversión de capital de aproximadamente U.S.\$743,7 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.

En la actualidad evaluamos la construcción de la central térmica San Isidro II de 370 MW que se ubicará al lado de San Isidro I en Chile. El 16 de agosto del 2004 la autoridad del medio ambiente de Chile aprobó el estudio de impacto ambiental de la central, cuyo costo de inversión esperado total suma los U.S.\$ 220 millones. Este proyecto será de propiedad absoluta de Endesa-Chile y por el momento estamos esperando a que se determine la disponibilidad del gas natural licuado para Chile. No se ha determinado el financiamiento del proyecto 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 2004 y las inversiones de capital proyectadas para el período 2005-2009:

INVERSIONES DE CAPITAL DE ENDESA-CHILE Y SUS FILIALES

	Inversiones de capital	
	(millones de dólares US)	
	2004	2005-2009(1)
Chile.....	\$ 119,9	\$ 421,5
Argentina.....	22,3	117,3
Brasil.....	2,8	20,8
Colombia.....	6,7	98,1
Perú.....	10,4	86,0
Total.....	\$ 162,1	\$ 743,7

(1) las proyecciones en pesos chilenos se convierten al dólar US al tipo de cambio del peso chileno/dólar del 31 de diciembre del 2004.

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 U.S.\$1,08 mil 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. 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 *Canutillar*, una central hidroeléctrica de 172 MW tipo embalse en U.S.\$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 U.S.\$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 U.S.\$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;
- el 23 de junio del 2003, Endesa-Chile cerró la venta de su participación del 60% en la propiedad de Infraestructura 2000 con la empresa española, *OHL Concesiones, S.L.*, una filial de la firma española *Obrascon Huarte Lain S.A.*, por un monto total de UF 2.305.507, aproximadamente U.S.\$ 55 millones, al tipo de cambio efectivo a la fecha de la transacción;
- 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 Ch\$24,8 millones de pesos, aproximadamente U.S.\$41.700 al tipo de cambio del 31 de diciembre del 2003, 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 U.S.\$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;
- el 7 de diciembre del 2004 Endesa-Chile disolvió la filial Endesa Colombia que tenía inversiones en la Central Hidroeléctrica Betania S.A., dejando así Endesa-Chile y Compañía Eléctrica Conosur S.A. con una participación directa en Central Hidroeléctrica Betania S.A.

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 justifica realizar un desglose de los ingresos por actividad.

La capacidad instalada consolidada de Endesa-Chile al 31 de diciembre del 2004 fue 12.333 MW, con una capacidad generadora hidroeléctrica de 69% y termoeléctrica de 31%. La capacidad instalada total se define como la máxima capacidad de MW de las unidades de generación, bajo condiciones y características técnicas específicas.

Endesa-Chile posee y opera 22 centrales generadoras en Chile con una capacidad instalada acumulada de 4.477 MW al 31 de diciembre del 2004 (comparado con 3.763 MW al 31 de diciembre del 2003). Endesa-Chile representó aproximadamente el 38% de la capacidad de generación total de Chile al 31 de diciembre del 2004 medida contra la capacidad máxima que la CDEC-SIC considera en el cálculo de la potencia firme. La capacidad instalada hidroeléctrica en Chile representa el 76% de la totalidad de la capacidad instalada de Endesa-Chile en Chile. La capacidad instalada total de Endesa-Chile aumentó en 690 MW con la puesta en marcha comercial de la

central hidroeléctrica de Ralco en septiembre del 2004 y en 23 MW con la central Diego de Almagro alquilada a Codelco.

Al 31 de diciembre del 2004, Endesa-Chile también contaba con intereses en 24 centrales generadoras fuera de Chile con una capacidad instalada acumulada de 7.856 MW. La capacidad instalada total de Endesa-Chile fuera de Chile aumentó en aproximadamente 19 MW con lapuesta en marcha de la Planta Menor Tequendama en Colombia en abril del 2004. La capacidad instalada hidroeléctrica fuera de Chile representa el 65% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile fuera de Chile. Según las cifras del 2004, la capacidad de generación instalada en Argentina, Brasil, Colombia y Perú representó aproximadamente el 15%, 1%, 19% 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 ENDESACHILE (GWh)(1)

	Año que termina al 31 de diciembre de					
	2002		2003		2004	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación hidroeléctrica.....	34.304	84	35.035	82	34.858	74
Generación térmica	6.456	16	7.591	18	12.508	26
Generación total.....	40.760	100	42.626	100	47.366	100

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

La producción eléctrica consolidada de la Compañía alcanzó 47.366 GWh en 2004, el 11,1% más que los 42.626 GWh producidos en el 2003. La generación total de la Compañía en 2002 fue 40.760 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. La generación termoeléctrica requiere la compra de combustible en lugar de usar el agua de los embalses o los ríos, lo que en consecuencia aumenta los costos de generación variables económicos para la Compañía.

Las ventas físicas de energía consolidadas de Endesa-Chile para el 2004 alcanzaron 53.433 GWh, 6% más que las ventas físicas de energía en GWh para el 2003. Al compararlo con el nivel de ventas físicas para el 2002, las cifras del 2004 representan un aumento del 10% principalmente producto de mayores 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		
	2002	2003	2004
Argentina			
Número de centrales generadoras (1).....	5	5	5
Capacidad instalada (MW) (2).....	3.622	3.622	3.623
Generación de energía (GWh) (3).....	7.167	7.997	11.290
Ventas de energía (GWh)	7.897	9.259	11.604
Brasil			
Número de centrales generadoras (1).....	1	1	1
Capacidad instalada (MW) (2).....	658	658	658
Generación de energía (GWh) (3).....	2.467	3.024	3.262
Ventas de energía (GWh)	3.591	3.770	3.902
Chile			
Número de centrales generadoras (1).....	22	21	22
Capacidad instalada (MW) (2).....	3.935	3.763	4.477
Generación de energía (GWh) (3).....	16.286	16.524	16.797

	Al 31 de diciembre de cada año		
	2002	2003	2004
Ventas de energía (GWh).....	18.344	18.681	18.462
Colombia			
Número de centrales generadoras (1).....	8	9	10
Capacidad instalada (MW) (2).....	2.735	2.589	2.609
Generación de energía (GWh) (3).....	10.699	10.794	11.881
Ventas de energía (GWh).....	14.639	14.481	15.148
Perú			
Número de centrales generadoras (1).....	8	8	8
Capacidad instalada (MW) (2).....	1.003	967	967
Generación de energía (GWh) (3).....	4.141	4.287	4.136
Ventas de energía (GWh).....	4.158	4.443	4.328

- (1) Véase el Ítem 4.D “Propiedad, plantas y equipos” para mayores detalles sobre las instalaciones generadoras.
- (2) La capacidad instalada total definida como la máxima capacidad de MW de las unidades generadoras, bajo condiciones y características técnicas específicas.
- (3) La generación de energía definida como la generación total menos el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas.

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 (GWH)

	Año que termina al 31 de diciembre de					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Clientes regulados.....	20.322	41,8	21.463	42,4	21.623	40,5
Clientes no regulados.....	11.047	22,7	11.309	22,3	11.979	22,4
Ventas del mercado spot de electricidad.....	17.260	35,5	17.862	35,3	19.841	37,1
Ventas totales de electricidad.....	48.629	100,0	50.634	100,0	53.443	100,0

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.

En condiciones normales de hidrología y combustibles, y ante situaciones políticas y económicas relativamente estables, 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 EndesaChile por segmento de cliente:

	Año que termina al 31 de diciembre de					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	31.369	64,5	32.772	64,7	33.602	62,9
Ventas no contratadas.....	17.260	35,5	17.862	35,3	19.841	37,1
Ventas totales de electricidad.....	48.629	100,0	50.634	100,0	53.443	100,0

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

Con respecto a los gastos, los principales costos variables relacionados con el negocio de la generación eléctrica, además del costo variable directo que corresponde a la generación hidroeléctrica o térmica, son las compras de energía y los costos de transporte. Durante los períodos de una hidrología relativamente baja, la cantidad de electricidad 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 intenta 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 claves. 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:

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Producción de electricidad	40.760	83,0	42.626	83,5	47.366	88,0
Compras de electricidad	8.321	17,0	8.397	16,5	6.474	12,0
Total(1)	49.081	100,0	51.023	100,0	53.840	100,0

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

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 2004, los activos consolidados de Endesa-Chile sumaron un total de Ch\$5.318 mil millones (U.S.\$9,5 mil millones) comparados con Ch\$5.602 mil millones o U.S.\$10,100 mil millones al 31 de diciembre del 2003, los ingresos de explotación consolidados alcanzaron los Ch\$1.032 mil millones (U.S.\$1,9 mil millones) comparados con los Ch\$943 mil millones o U.S.\$1,7 mil millones al 31 de diciembre del 2003 y la utilidad neta alcanzó Ch\$83,8 mil millones (U.S.\$150 millones) comparada con la utilidad neta de Ch\$80,1 mil millones o U.S.\$143,800 millones al 31 de diciembre del 2003. Todos los montos en dólares US se convirtieron de conformidad al tipo de cambio observado del 31 de diciembre del 2004 de Ch\$557,40 por U.S.\$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 49%, 46% y 41% del resultado de explotación total de Endesa-Chile para los años 2002, 2003 y 2004, 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

	Al 31 de diciembre del		
	2002	2003	2004
	(en millones de Ch\$ constante al 31 de diciembre del 2003)		
Ingresos de explotación.....	459.927	469.324	467.583
Gastos de explotación.....	283.114	310.182	317.865
Resultado de explotación.....	<u>176.813</u>	<u>159.142</u>	<u>149.718</u>

Para obtener detalles 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, posee y opera un total de 22 centrales de generación en Chile, catorce de las cuales son hidroeléctricas con una capacidad instalada total de aproximadamente 3.416 MW, representando el 76% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile en Chile. Las ocho centrales restantes consisten en centrales térmicas a gas, a carbón o a petróleo con una capacidad instalada total de aproximadamente 1.061 MW. 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 EndesaChile 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)

	2002	2003	2004
Endesa.....	2.212	2.040	2.754
Pehuenche.....	695	695	695
Pangue.....	467	467	467
San Isidro.....	379	379	379
Celta.....	182	182	182
Total.....	3.935	3.763	4.477

El aumento de capacidad en el 2004 se debe a la puesta en marcha comercial de la central hidroeléctrica de Ralco (690 MW) en septiembre del 2004 además de la incorporación de la central Diego de Almagro (23 MW) que Endesa-Chile alquila a Codelco.

La generación eléctrica total de la Compañía en Chile alcanzó los 16.797 GWh en el 2004, representando un 1,7 % más que el 2003 y aproximadamente el 35 % de la producción eléctrica total en Chile. La participación de la Compañía en el mercado de generación chilena para el 2003 y el 2002 se registró en un 37% y un 38%, respectivamente.

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		
	2002	2003	2004
Endesa.....	8.154	8.466	8.633
Pehuenche.....	3.963	3.679	3.464
Pangue.....	1.977	1.681	1.671
San Isidro.....	1.590	2.264	2.622
Celta.....	602	434	407
Total.....	16.286	16.524	16.797

(1) La central hidroeléctrica Ralco (690 MW) entró en operación en septiembre del 2004.

La generación hidroeléctrica de bajo costo representó el 74% de la generación eléctrica total de la Compañía en el 2004, según se indica en la tabla que aparece a continuación:

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

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Gener. (GWh)	%	Gener. (GWh)	%	Gener. (GWh)	%
Generación hidroeléctrica.....	13.567	83,3	13.085	79,2	12.462	74,2
Generación térmica.....	2.719	16,7	3.439	20,8	4.335	25,8
Generación total.....	16.286	100,0	16.524	100,0	16.797	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 fuel oil sobre la base de licitaciones en las que participan los grandes proveedores nacionales e internacionales.

Las ventas físicas de energía en Chile alcanzaron los 18.344 GWh en el 2002, 18.681 GWh en el 2003 y los 18.462 GWh en el 2004, representando el 46%, 44% y 40% de la participación del mercado, respectivamente. Si bien la generación física de Endesa-Chile en Chile ha aumentado desde el 2002, ha disminuido el porcentaje de nuestras compras de energía necesarias para satisfacer las obligaciones contractuales con terceros de un 13% en el 2002 al 10% en el 2004 como consecuencia 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 intenta 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 fáb que constituyen los costos que la Compañía paga al no poder satisfacer sus compromisos contractuales y un impacto indirecto en forma de un desincentivo para las inversiones en activos de generación. Dados los efectos de los reglamentos estatales, el suministro energético no ha aumentado al mismo paso que la demanda energética, aumentando así el precio spot en el mercado spot de electricidad y haciendo que sea una alternativa comercial relativamente más atractiva.

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

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS DE GWh EN CHILE (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	(GWh)	% del volumen	Sales (GWh)	% del volumen	Sales (GWh)	% del volumen
Producción de electricidad	16.286	87,4	16.524	87,3	16.797	89,8
Compras de electricidad	2.358	12,6	2.409	12,7	1.914	10,2
Total(1)	18.644	100,0	18.933	100,0	18.711	100,0

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

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

En el 2002, el 2003 y el 2004 Endesa-Chile contaba con 67, 60 y 56 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 alrededor de 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 (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Clientes regulados	9.297	50,7	9.994	53,5	10.387	56,3
Clientes no regulados	5.778	31,5	5.767	30,9	4.884	26,5
Ventas de electricidad en el mercado spot.....	3.269	17,8	2.920	15,6	3.192	17,3
Ventas de electricidad totales	18.344	100,0	18.681	100,0	18.462	100,0

Los contratos de suministro más importantes que tiene Endesa-Chile 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 el 2010 y el contrato con CGE vence el 2009. A su vencimiento, se realizará un nuevo proceso de licitación en virtud de lo estipulado en los reglamentos.

Habitualmente, los contratos de Endesa-Chile con sus clientes no regulados para la venta de electricidad en Chile tienen plazos que por lo general varían entre diez y veinte años. Normalmente, dichos contratos se prorrogan automáticamente al término del plazo efectivo a no ser que una de las partes decidiera ponerle término con un previo aviso. Generalmente dichos contratos establecen que se debe volver a fijar el precio de compra de forma periódica en consonancia con el precio de mercado y algunos incorporan un mecanismo de ajuste de precio en caso de existir costos marginales altos, lo que también minimiza el riesgo hidrológico. Los contratos con los clientes no regulados pueden incluir también especificaciones con respecto a las fuentes y los equipos de energía de respaldo, los cuales se pueden proveer a precios especiales, además de la provisión de asistencia técnica al cliente. EndesaChile no ha experimentado ninguna interrupción en su suministro en virtud de sus contratos; sin embargo, EndesaChile 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 EndesaChile con sus cinco principales clientes de distribución y no regulados en Chile para los períodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES EN CHILE (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Distribuidoras:						
Chilectra.....	4.274	23,3	4.699	25,2	4.747	25,7
CGE.....	3.358	22,3	3.628	19,4	3.877	21,0
Sociedad Austral de Electricidad S.A.(1).....	371	2	314	1,7	332	1,8
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	529	2,9	557	3	611	3,3
Empresa Eléctrica de Atacama S.A.....	449	2,4	536	2,9	580	3,1
Ventas totales a las cinco distribuidoras principales.....	8.981	49	9.734	52,1	10.147	55,0

Clientes no regulados:

Al 31 de diciembre del

	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Codelco División El Teniente (2).....	734	4	728	3,9	711	3,9
Industrias Forestales S.A. (3).....	661	3,6	676	3,6	779	4,2
Cía. Minera Los Pelambres.....	619	3,4	648	3,5	672	3,6
Cía. Minera Collahuasi.....	734	4	730	4,9	801	4,3
Cía. Acero del Pacífico –						
Huachipato.....	506	2,8	522	3,9	557	3,0
Ventas totales a los cinco clientes no regulados principales.....	3.254	17,8	3.304	17,7	3.521	19,1

- (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.
- (2) En el 2004 Endesa suministró la energía a Codelco, División El Teniente, y a Codelco, División Salvador
- (3) INFORSA forma parte del Grupo CMPC. Desde el 1 de enero del 2004 el contrato con CMPC incorpora el total de los contratos con CMPC.

Endesa-Chile compete en el SIC principalmente con otras dos generadoras eléctricas, AES Gener S.A. (“AESGener”) y Colbún S.A. (“Colbún”) (anteriormente Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A.). Según la energía máxima que considera el CDEC-SIC en el cálculo de energía firme en el 2004, la capacidad instalada de AESGener y las filiales en el SIC alcanzó los 1.498 MW, el 82% de la cual fue termoeléctrica y la capacidad instalada de Colbún alcanzó los 1.651 MW, el 52% de la cual fue termoeléctrica. Colbún aumentó su capacidad en el 2004 mediante la puesta en marcha de la turbina de vapor de Nehuenco II. Aparte de estos dos grandes competidores, existen numerosas entidades pequeñas que generan electricidad en el SIC.

Nuestra competencia principal en el SING consiste en Electroandina (anteriormente la Corporación Nacional del Cobre División Tocopilla), Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (“Edelnor”), AES Gener y Norgener S.A., que tienen una capacidad instalada de 992 MW, 719 MW, 643 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, Tarapacá. 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 781 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 76% 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 (i) su participación propietaria de 50% en 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 781 MW en Mejillones y (ii) su participación propietaria de 42,5% en 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 rige de conformidad al DFL N° 1 promulgado en 1982 y los reglamentos estipulados en el Decreto N° 327 de 1998, y sus modificaciones, colectivamente conocidos como la Ley Eléctrica de la República de Chile. Bajo la Ley Eléctrica de Chile, la SEC 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 zonas remotas de Aysén y Magallanes.

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

El sistema reglamentario chileno estipula que se despache la electricidad generada por los productores con los costos marginales más bajos antes de que se pueda despachar la electricidad de los productores con los costos marginales más altos, lo que se aplica a cada subsistema eléctrico en el país. Por lo tanto, en el SIC la electricidad generada por 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 ninguna central de generación hidroeléctrica importante en el SING pero el despacho central de la generación sigue la misma regla del costo marginal menor.

Al 31 de diciembre del 2004, Endesa-Chile contaba con un total de 22 centrales generadoras en Chile, 20 de las cuales (operadas y de propiedad de Endesa-Chile) se encontraban conectadas al SIC y las otras instalaciones de generación se ubicaban en el SING y suministran 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 2004 alcanzó los 8.290 MW, el 61% de la cual corresponde a capacidad hidroeléctrica y el 39% a capacidad térmica. La demanda de punta en el SIC en el 2004 fue de 5.430 MW con ventas físicas anuales de 34.627 GWh. Las ventas de electricidad al SIC aumentaron en un 7,9% en el 2003 con respecto al 2004. 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 la principal operadora en el SIC, con 20 centrales generadoras conectadas al SIC, 14 centrales hidroeléctricas y 6 centrales térmicas, representando el 51% de la capacidad instalada total y el 50% de las ventas físicas de energía de este sistema en el 2004.

El SING abarca la zona norte del país desde Arica a Coloso, recorriendo una distancia aproximada de 700 km. En diciembre del 2004, la capacidad instalada del SING ascendía a los 3.596 MW, el 99 % de la cual es térmica. La

demanda horaria bruta de punta en el SING en el 2004 fue 1.645 MW y las ventas físicas anuales fueron 11.240 GWh. El consumo aumentó en un 7,3 % en el 2004 con respecto al 2003.

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 26,8% de la capacidad instalada total del SING en el 2004. La tabla que aparece a continuación muestra los datos relacionados con la capacidad de generación eléctrica de Endesa-Chile en Chile.

CENTRALES EN CHILE (MW)(1)

	Tipo (4)	Sistema	Capacidad instalada (MW) (2) (3)
Hidroeléctricas			
Rapel	De embalse	SIC	377
Ralco	De embalse	SIC	690
Cipreses	De embalse	SIC	106
El Toro	De embalse	SIC	450
Pehuenche	De embalse	SIC	566
Pangué	De embalse	SIC	467
Los Molles	De pasada	SIC	18
Sauzal	De pasada	SIC	77
Sauzalito	De pasada	SIC	12
Isla	De pasada	SIC	68
Antuco	De pasada	SIC	320
Abanico	De pasada	SIC	136
Curillinque	De pasada	SIC	89
Loma Alta	De pasada	SIC	40
Hidroeléctrica total			3.416
Térmicas			
Huasco TV	Vapor / carbón	SIC	16
Bocamina	Vapor / carbón	SIC	128
Tarapacá tg	Vapor / carbón	SING	24
Tarapacá carbón	Carbón	SING	158
Diego de Almagro	Turbogas / petróleo diesel	SIC	47
Huasco TG	Turbogas / IFO 180	SIC	64
San Isidro	Ciclo combinado / gas natural y petróleo diesel	SIC	379
Tal Tal	Turbogas / gas natural	SIC	245
Térmica total			1.061
Capacidad total			4.477

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

(2) Incluye la central hidroeléctrica Ralco (690 MW) que entró en operaciones comerciales en septiembre del 2004.

(3) Incluye la central Diego de Almagro (23 MW) que Endesa-Chile alquila a Codelco desde el 2001.

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

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

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

Ley Eléctrica de Chile

General. La Ley Eléctrica de Chile tiene como objetivo el establecimiento de un régimen reglamentario simplificado y un proceso de fijación de tarifas por medio de la definición de criterios objetivos para la fijación de precios que limiten el rol discrecional del Estado. El resultado esperado es la asignación de recursos económicamente eficiente para y dentro del sector eléctrico. El sistema reglamentario está diseñado con el fin de proporcionar una tasa de 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. Los precios de Endesa-Chile, entre otros aspectos de su actividad en Chile, están sujetos a la regulación de conformidad a la Ley Eléctrica de Chile. Existen tres entidades estatales cuya responsabilidad primaria es la implementación y fiscalización de la Ley Eléctrica de Chile. La CNE calcula los precios minoristas y mayoristas, o los precios de nudo, que requieren la aprobación final del Ministerio de Economía, y prepara el plan de obras que consiste en una pauta a 10 años para la estrategia de expansión del sistema eléctrico que debe ser consistente con los precios calculados. La SEC 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 normaliza 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 buscan un equilibrio entre sus obligaciones contractuales y sus despachos al comprar o vender electricidad al precio spot, fijado cada hora por el CDEC, sobre la base del costo marginal de producción del kWh próximo a despacharse. Esto se conoce como el costo marginal spot.

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

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

capacidad de generación durante el Plan de Obras. Los mismos principios generales se utilizan para determinar el 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, las variables utilizadas 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 produjeron una variación mayor que el 10% con respecto al precio inicialmente calculado. Además, la Ley Eléctrica de Chile exige que la diferencia entre el precio de 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 de nudo no supere el 5% (reducido del 10% al 5% a partir de marzo del 2004). Si los precios de nudo 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 de nudo vigente en ese momento.

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

Potencia firme. La potencia firme consiste en la capacidad probable total de todas las unidades generadoras en un sistema interconectado 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 prorroga para cada unidad generadora en el sistema sobre la base de la capacidad instalada de cada unidad, de la que se resta la suma prorroga 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 de nudo vigente para capacidad.

Es posible que una empresa generadora tenga que vender o comprar energía o capacidad en el mercado de electricidad spot en cualquier momento dado, lo que depende de sus exigencias contractuales 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 a o mayor que los 2000 kW y los consumidores con una capacidad de conexión de entre 500 y 2000 kW quienes pueden optar por ser cliente regulado o no regulado (según se define en 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” que cobran 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 gastos de explotación y de inversión asociados a las líneas transmisoras utilizadas. Cualquier disputa con respecto a los temas de transmisión se somete al arbitraje de conformidad a la Ley Eléctrica de Chile.

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 de nudo para la capacidad y consumo de energía al punto de compra de la empresa generadora), una sobrecarga de transmisión, un factor para las pérdidas de distribución de capacidad y energía y el valor agregado de la red de distribución (el “VAD”). El precio para la capacidad de generación y de distribución vendida a los clientes incluye un “factor de sobrecarga” que refleja la sobrecarga entre la demanda de capacidad en punta para los clientes y para el sistema en su totalidad. La sobrecarga de transmisión refleja el costo de transmitir y transformar la electricidad de un nudo en el sistema interconectado a una subestación al nivel de distribución. El VAD incluye un 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. Proprietarios terceros tienen el derecho de recibir una compensación que las partes pueden acordar o, en la ausencia de un acuerdo, se puede determinar la compensación mediante un proceso administrativo que se puede apelar en los tribunales chilenos.

Desarrollos reglamentarios 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 prevaletientes que causan la escasez eléctrica.

La Ley Eléctrica de Chile y sus modificaciones ya no exonera a las empresas generadoras con déficit del pago de multas cuando la escasez energética se debe a condiciones de sequía graves y establece que dichas condiciones climáticas ya no se considerarán eventos de Fuerza Mayor. Adicionalmente, la Ley Eléctrica de Chile modificada requiere que las generadoras compensen a los usuarios durante períodos de racionamiento, lo que difiere de la Ley antes de la modificación, que sólo compensaba a las empresas generadoras con superávit, sin multar a las empresas generadoras con déficit durante los períodos de escasez energética. Las compañías multadas de conformidad a la legislación tendrán el derecho de apelar pero solamente después de haber hecho un prepagó 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 bajo la supervisión de la CNE y la SEC chilena, incluyendo las compañías de generación, transmisión y distribución, fluctúan entre un mínimo equivalente a aproximadamente los U.S.\$54 y un máximo equivalente a aproximadamente los U.S.\$6,5 millones. Las compañías sancionadas bajo la ley tendrán el derecho de apelar pero sólo después de haber hecho un prepagó 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 de nudo pertinente; y
- (2) la diferencia entre el consumo de energía actual del usuario durante el período de racionamiento y su consumo durante el mismo período del año anterior, con ciertos ajustes.

Costo de falla: La Ley Eléctrica de Chile establece un “costo de falla” igual a la cantidad que deben pagar las generadoras con un déficit que no pueden cumplir con sus compromisos contractuales de suministro de electricidad durante los períodos en los cuales un decreto de racionamiento está vigente.

El 21 de marzo del 2001, la Comisión Antimonopólica de Chile emitió la Resolución N° 525, estableciendo así una lista de 25 servicios asociados al suministro de electricidad que deben normarse, tales y como el arriendo de medidores. La CNE normó dichos servicios durante el mes de mayo del 2004 pero dicha regla 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 a las empresas generadoras se les requiere suministrar electricidad a las distribuidoras que no pueden renovar sus contratos de suministro eléctrico. Esta resolución establece también que dicho suministro (sin contrato y para clientes regulados) se entregará al precio de nudo y de manera prorrateada, tomando en consideración la potencia firme de cada empresa generadora.

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 que se define como un cliente final con una capacidad conectada igual a o mayor que los 2000 kW y los clientes con una capacidad conectada de entre 500 kW y 2000 kW quienes optan por ser clientes no regulados (vigente en el 2006).

El 4 de mayo del 2005 se promulgaron unas modificaciones adicionales a la Ley DFL N°1 y la Ley 18.410 de la SEC chilena con el objetivo de incentivar las inversiones en generación. De las modificaciones que se introdujeron, las que se indican a continuación son las más importantes en cuanto a nosotros se refiere:

- la introducción de un precio de nudo a largo plazo que, a parte de ser una señal de precio estable, busca incentivar las inversiones en generación; y
- el concepto de que las ventas a las distribuidoras que no se realizan de conformidad a los acuerdos contractuales ya existentes se hagan hasta el mes de diciembre del 2008 al costo marginal de energía y no al precio de nudo.

Nosotros y nuestras filiales de generación hemos interpretado estas señales de precio como algo positivo ya que preparan el camino para la incursión potencial en inversiones a largo plazo en los combustibles alternativos en una época en la cual se ha hecho evidente que Chile no puede depender del gas natural de Argentina. Producto de estos recientes desarrollos regulatorios, Endesa-Chile, entre otros, se encuentra en la fase inicial de presentar una oferta de licitación para un proyecto de gas natural licuado (LNG) que finalmente entregaría dicho combustible a una central a construirse al lado de San Isidro, que originalmente contemplaba el uso de gas natural argentino. Para mayor información, véase el factor de riesgo titulado “La crisis de gas natural en Argentina ha aumentado la vulnerabilidad del sector eléctrico en Chile”.

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 están la Ley N° 18.902 de la Superintendencia de Servicios Sanitarios 27/01/1990 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 establecen que ninguna entidad industrial puede eliminar sustancias que puedan representar un riesgo para el riego o consumo en cualquier desagüe o cuerpo de agua natural o artificial sin la autorización previa del Ministerio de Obras Públicas y una aprobación favorable de la Superintendencia de Servicios Sanitarios. Los reglamentos también estipulan la necesidad de contar con la aprobación estatal para cualquier sistema que una entidad industrial proponga utilizar para fines de neutralización o purificación de residuos líquidos industriales.

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

Derechos de agua

Endesa-Chile posee derechos de agua incondicionales que son derechos de propiedad absolutos y de duración ilimitada. Sin embargo, en el mes de marzo del 2005 el Congreso chileno aprobó una modificación al cuerpo de ley vigente que rige el no uso de los derechos de agua. En virtud de la ley modificada, a partir del 1 de enero del 2006, las generadoras chilenas tendrán que pagar una licencia anual para los efectos de una patente para el no uso de los derechos de agua. Antes de que finalice el 2005, tendremos que determinar cuáles son los derechos de agua que utilizaríamos con mayor probabilidad en un proyecto hidroeléctrico y cuáles no usaríamos. En caso de determinar que algunos de estos derechos de agua no serán utilizados para proyectos futuros, abandonaríamos dichos derechos con el fin de evitar la obligación de pagar la patente. Estimamos que en caso de no abandonar ninguno de los derechos de agua en el SIC, tendremos que pagar un monto total no superior a los U.S.\$ 4,0 millones al año por patentes. Al iniciarse las operaciones de cualquier proyecto futuro, los gastos desembolsados para la patente de los derechos de agua correspondientes se recuperarán de manera retroactiva mediante un crédito tributario, durante un plazo de hasta ocho años antes de la puesta en marcha del proyecto que hace uso de los derechos de agua.

En el caso de los derechos de agua ubicados en la parte austral de Chile (en la XI y XII Regiones, en particular, fuera del área que abarca el SIC), se pagará una licencia a partir del 1 de enero del 2013, haciendo uso el SIC del mismo régimen de crédito tributario que se menciona en el párrafo anterior.

Operaciones en Argentina

El resultado de explotación de las actividades de la Compañía en Argentina representó el 4%, 10% y 9% del resultado de explotación total de Endesa-Chile para los años 2002, 2003 y 2004. 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		
	2002	2003	2004
	<i>(en millones de Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación.....	101.615	114.061	148.230
Gastos de explotación.....	88.572	80.939	113.921
Resultado de explotación.....	13.043	33.122	34.379

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 2.308 MW. En el 2004, las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de Endesa-Chile en Argentina constituyeron el 15% de la capacidad de generación eléctrica total del país, de conformidad a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. o CAMMESA

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 propietaria de 45% en CTM y CEMSA a través 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 2004 representaba aproximadamente el 10% de la capacidad instalada total del Sistema Interconectado Nacional (el “SIN argentino”), el 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 fuel oil. La Compañía mantiene contratos de largo plazo con los proveedores de gas natural. El suministro de combustible líquido corresponde a contratos anuales según las exigencias 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 2004. El Chocón cuenta con una concesión a 30 años de dos centrales de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada total de 1.320 MW. La más grande de las dos centrales en las cuales El Chocón tiene una concesión tiene una capacidad instalada de 1.200 MW y es la principal instalación de control de crecidas en el Río Limay. El embalse grande de las instalaciones, el Embalse Ezequiel Ramos Mejía, hace posible que El Chocón sea uno de los principales proveedores de punta del SIN argentino. Las variaciones en la descarga de El Chocón se regulan mediante la central Arroyito de El Chocón, que constituye una represa aguas abajo con una capacidad instalada de 120 MW.

La tabla que aparece a continuación demuestra los datos de la capacidad instalada de las filiales argentinas de Endesa-Chile:

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

	Al 31 de diciembre del		
	2002	2003	2004
	(MW)		

	Al 31 de diciembre del		
	2002	2003	2004
Central Costanera S.A.			
Turbina a vapor Costanera.....	1.131	1.131	1.131
Ciclo combinado II Costanera.....	851	851	852
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	3.623

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

La generación eléctrica total de Endesa-Chile en Argentina alcanzó los 11.290 GWh en el 2004, el 41 % más que los 7.997 GWh en el 2003 y el 58% más que los 7.167 GWh registrado en el 2002. La participación de Endesa-Chile en el mercado de generación se situó en aproximadamente el 13% de la producción eléctrica total en Argentina para el 2004, aproximadamente el 10% para el 2003 y el 10% para el 2002.

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

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FILIAL EN ARGENTINA (GWh)

	Al 31 de diciembre del		
	2002	2003	2004
Central Costanera S.A.....	3.486	3.958	7.859
Hidroeléctrica El Chocón S.A.....	3.682	4.038	3.431
Total	7.167	7.997	11.290

La generación hidroeléctrica de bajo costo representó casi el 30% de la generación total del 2004, menos que en el 2003 ya que el 2004 fue un año relativamente seco con respecto al 2003. El porcentaje de la generación hidroeléctrica en el 2002 alcanzó el 51%, tal como se indica en la tabla a continuación:

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

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	(GWh)	%	(GWh)	%		
Generación hidroeléctrica.....	3.682	51,4	4.038	50,5	3.431	30,4
Generación térmica.....	3.486	48,6	3.958	49,5	7.859	69,6
Generación total.....	7.167	100,0	7.997	100,0	11.290	100,0

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

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, los 9.259 GWh en el 2003 y los 11.604 en el 2004. El aumento de las ventas del 2004 con respecto al 2003 se debe al aumento de generación de las instalaciones de Endesa-Chile.

La parte que corresponde a las ventas físicas suministradas por la generación de energía propia de la Compañía alcanzó el 97% de las ventas total en el 2004 mientras que las ventas suministradas por medio de la energía adquirida de otras generadoras representaron el 3% de las ventas totales en el 2004, tal como se indica en la tabla que aparece continuación:

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS DE ENERGÍA EN ARGENTINA (GWh)

	2002		2003		2004	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad	7.167,4	90,5	7.996,5	86,4	11.289,7	97,3
Compras de electricidad	750,0	9,5	1.264,0	13,6	312,6	2,7
Total(1).....	<u>7.917,4</u>	<u>100,0</u>	<u>9.260,5</u>	<u>100,0</u>	<u>11.602,3</u>	<u>100,0</u>

(1) La producción de energía más las compras de energía difiere de las ventas de electricidad en el 2002 puesto que no se facturaron 20 GWh de energía en ese año, debido a que ya se habían descontado el consumo propio de las centrales y las pérdidas técnicas.

La participación de mercado de las ventas físicas de la Compañía disminuyó del 18% en el 2001 al 10% en el 2002 pero aumentó al 12% en el 2003 y al 14% en el 2004. Las ventas contratadas disminuyeron después del 2001 debido al despacho de las exportaciones a Brasil. En el 2001 el despacho fue 44%. Sin embargo, desde el mes de febrero del 2002 el despacho ha sido nulo. El aumento de las ventas contratadas en el 2004 con respecto a las ventas contratadas en el 2003 es consecuencia de las condiciones operacionales del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"). Endesa-Chile ha ajustado su estrategia comercial con el fin de reducir su exposición al mercado spot. La intervención por parte del Estado argentino en el sector de energía desde el 2002 ha producido un déficit de pago en el MEM y la crisis de gas natural por la cual el país atraviesa en estos instantes. Las autoridades del Gobierno en Argentina han operado bajo ciertas condiciones especiales, es decir, han limitado el precio spot para que refleje el costo variable de generar electricidad a gas natural, sin considerar las condiciones hidrológicas de los ríos y los embalses ni el uso de petróleo licuado que es más costoso.

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 7.973 GWh en el 2004, comparado con los 4.583 GWh en el 2003, los 4.178 en el 2002 y los 8.395 GWh en el 2001. El aumento en el 2004 refleja el aumento de la generación de Costanera que puede operar a gas natural y a fuel oil. Las ventas contratadas en el 2004 representaron el 11% de las ventas físicas totales y las ventas de mercado spot correspondieron al 89% restante.

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

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

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003(1)		2004	
	(GWh)	% del volumen de ventas	(GWh)	% del volumen de ventas	(GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	1.520	23,8	1.117	12,1	1.855	16,0
Ventas no contratadas.....	6.377	76,2	8.142	87,9	9.749	84,0
Ventas totales de electricidad	<u>7.897</u>	<u>100</u>	<u>9.259</u>	<u>100</u>	<u>11.604</u>	<u>100</u>

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

En 1996 y 1997 los Gobiernos de Argentina y Brasil suscribieron varios protocolos y memorandos de entendimiento relacionados con la integración e interconexión energética entre ambos países. Posterior a dichos acuerdos estatales, y dentro de dicho marco de integración energética transfronteriza, Costanera celebró un contrato con CIEN, una empresa brasileña en la que Endesa-Chile tiene una participación del 45%, para la venta de 500 MW de capacidad eléctrica hasta el año 2020. Unos 462 MW adicionales de la capacidad de Costanera se comprometieron por medio de un acuerdo contractual con CEMSA, una filial argentina en la que la propiedad de Endesa-Chile corresponde al 45%. Costanera ha recibido pagos por haber contado con la disponibilidad de

capacidad bajo la modalidad take-or-pay para Brasil. Durante el 2004, la generación de electricidad de Costanera se vio afectada por la crisis de gas natural de la economía argentina. Costanera puede operar suturbina a vapor con gas natural o con fuel oil. Por consiguiente, la necesidad del sistema eléctrico argentino de generar electricidad alternativamentecon combustible líquido ha aumentado el despacho de las centrales de Costanera.

Debido a que las actuales condiciones asociadas a la electricidad y al gas natural en Argentinaestán muy ajustadas, en los últimos tiempos las autoridades locales no han permitido que las generadoras, incluyendo Costanera, exporten la electricidad que producen con gas natural. Además, las Resoluciones argentinas 426/04 y 949/04 sólo permiten que los contratos de exportaciones se satisfagan con las unidades generadoras identificadas con anticipación para dicho propósito, y no permiten la compra de ningún déficit en el mercado mayorista, contemplado en el protocolo de interconexión entre Argentina y Brasil, e incorporado en los contratos. Es por eso que el día 27 de abril del 2005 Costanera, aludiendo al estado precario del mercado eléctrico mayorista en Argentina y por razones absolutamente involuntarias, invocó las cláusulas de fuerza mayor establecidas en sus contratos de exportación con CIEN y CEMSA con el fin de explicar que sólo podía cumplir parcialmente con los términos de dichos contratos de exportación. A la fecha del presente informe anual, no hay certeza de que Costanera vaya a poder continuar satisfaciendo por completo sus contratos de exportación.

Las ventas físicas de El Chocón fueron 3.630 GWh en el 2004, representando una disminución del 22% con respecto a los 4.676 GWh vendidos en el 2003 y también fueron menores que los 3.719 GWh vendidos en el 2002. Las condiciones relativamente secas durante el 2004, junto con la operación especial del sistema eléctrico que estipuló la autoridad, explican esta reducción. Las ventas contratadas bajaron de los 582 GWh en el 2002 a los 482 GWh en el 2003 pero subieron a los 989 GWh en el 2004. Las ventas contratadas a la empresa Minera Alumbrera representaron el 49% del total de ventas contratadas en el 2004, las a Profertil representaron el 21%, las a ENSI el 14% y las a Petroken el 9%. Los 2.642 GWh de ventas restantes se entregaron al mercado spot.

Endesa-Chile opera El Chocón a cambio del pago de una tarifa de conformidad a un contrato de operación con un plazo equivalente a la duración de la concesión (30 años). 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 de las obligaciones acordadas por parte de Endesa-Chile. Según los términos del contrato de operaciones, 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 EndesaChile 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. Nuestra competencia principal en Argentina incluye la central Piedra del Aguila (hidroeléctrica de 1.400 MW), Central Puerto (térmica de 2.100 MW) de propiedad de Totalfina, las centrales que son de propiedad del Grupo AES: San Nicolás (térmica 650 MW), Paraná (térmica 845MW) y Alicura (hidroeléctrica 1.020 MW)y Petrobras Energía S.A. que compite con Endesa-Chile por medio de dos centrales: Genelba (térmica 660 MW) y Pichi Picún Leufú (hidroeléctrica de 255 MW). Las otras centrales de importancia son Piedra del Aguila (hidroeléctrica 1.400 MW) y Central Puerto (térmica 2.100 MW) de propiedad de Totalfina y TermoAndes (térmica 600 MW) de propiedad de Gener S.A. pero no conectada al SIN.

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

La Ley Nacional N° 24.065 de enero de 1992 (la “Ley Eléctrica de Argentina”) divide el sector eléctrico en tres partes: la generación, transmisión y distribución. El sector de la generación está organizado sobre una base competitiva con compañías generadoras independientes que venden su producción en el 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 el servicio a casi todos los usuarios dentro de una región específica. Por consiguiente, las tarifas de las distribuidoras obedecen los reglamentos y las empresas están

sujetas a especificaciones de servicio. Las empresas distribuidoras pueden adquirir en el MEM o mediante contratos con compañías generadoras la electricidad necesaria para satisfacer la demanda de los usuarios.

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:

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

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, a los comercializadores de energía y a los grandes usuarios en el competitivo MEM a través de contratos de suministro negociados libremente o en el mercado de electricidad spot a precios establecidos por CAMMESA. CAMMESA se responsabiliza de la operación del MEM y 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, los comercializadores de energía y los grandes usuarios que han suscrito contratos de suministro con las empresas generadoras pagan el precio contractual. Los grandes usuarios que contratan directamente con las empresas generadoras también pagan a las empresas de distribución un peaje por el uso de su red de distribución. El precio estacional es el precio que pagan las distribuidoras por la electricidad obtenida en el fondo común y es un precio fijo que CAMMESA actualiza cada seis meses y que la Secretaría de Energía aprueba de acuerdo a la oferta, demanda, capacidad disponible y otros factores. El precio estacional se mantiene por al menos 90 días. De ahí en adelante, CAMMESA actualiza los supuestos que sirven de base de los modelos empleados para establecer el precio estacionario basado en datos actualizados y los resultados entregados por las compañías asociadas al MEM. Si la Secretaría de Energía encuentra variaciones significativas entre los datos nuevos y los anteriores, puede dictar un cambio al precio estacionario. El precio spot es el precio pagado a las empresas de generación o por los comercializadores de energía que venden la capacidad de generación para la energía despachada bajo la administración de CAMMESA. El precio spot horario pagado por la energía refleja el costo marginal de generación.

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

Tarifas de Transmisión

La tarifa de transmisión que deben pagar las entidades que participan 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.

Reglamentación de las operaciones hidroeléctricas

Ley Nacional N° 23.896 de 1990 creó la Autoridad de Cuencas de los Ríos Limay, Neuquén y Negro (la "Autoridad de Cuencas"). La Autoridad de Cuencas es responsable de la administración, control, uso y preservación de las cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro y la adecuada administración de los correspondientes recursos hídricos. La Autoridad de Cuencas monitorea el cumplimiento de El Chocón y otros 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 se pueden escuchar y resolver las quejas en contra de aquellos que poseen las concesiones.

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

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, se promulgó en enero del 2002 la Ley de Emergencia Eléctrica que autoriza al poder ejecutivo la renegociación de los contratos de concesiones de servicios públicos.

Cambios reglamentarios durante el 2002, el 2003 y el 2004

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 reglamentarios. 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 normalicen y se vinculen con las reservas comprometidas;

- la modificación de los derechos y las 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 petróleo y a las transferencias de combustibles como costos adicionales;
- las condiciones del mercado de contratos se flexibilizaron y se ampliaron; 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 ampliaciones de distribución y para mejorar la disponibilidad del suministro de energía.

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

- proporcionar prácticas ambientales más adecuadas 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 de operaciones estipuladas por ley.

Por medio de la Resolución N° 82/2003 y la más reciente Resolución N° 784/2003, la Secretaria 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).

El 14 de agosto del 2003, la Secretaría 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 aplicadas a las generadoras eléctricas, lo que puede suceder en las operaciones de tiempo real para el cálculo del precio spot. Bajo 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 que el precio de nudo de las generadoras térmicas aún se reconocen como un costo de despacho en exceso temporal.

Adicionalmente, 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 sólo en lo que se refiere a la cobranza de la parte de su remuneración que refleja sus costos de explotación y de transmisión.

Resoluciones del Estado adoptadas en el 2004

La crisis de gas de Argentina: En la actualidad, Argentina pasa por lo que se ha denominado la “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 de los contratos de gas natural y al congelamiento del precio de gas natural en Argentina desde comienzos del año 2002. El bajo precio artificial que se produjo 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. Al mismo tiempo, el precio bajo y fijo del gas natural representaba un desincentivo para los productores con respecto a la inversión en exploraciones en gas natural 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. La fuerte demanda de electricidad en la región central de Chile – que subió en un 7,9% en el 2004 y que según las expectativas seguirá registrando alzas importantes en el futuro próximo – junto con el bajo nivel de inversiones en el sector eléctrico, hacen que el sector de electricidad de Chile se vuelva particularmente vulnerable a los efectos adversos de la crisis de gas natural de Argentina. En la región central de Chile, las centrales térmicas San Isidro y Taltal de Endesa-Chile utilizan el gas natural para su generación térmica y cuentan con contratos de compra mínima obligada con proveedores argentinos. El 26 de marzo del 2004, con el objetivo de minimizar el riesgo de una escasez en el mercado residencial nacional, el Estado argentino emitió una resolución que permite que las autoridades estatales apliquen la suspensión parcial de las exportaciones de gas natural y que otorga al Presidente de Argentina la autoridad de aplicar la suspensión temporal de los contratos de suministro a largo plazo de los exportadores argentinos. Desde esa fecha, Argentina ha limitado de forma importante sus exportaciones de gas natural a Chile, producto de lo cual ha habido momentos en los que las centrales térmicas de Endesa-Chile se han visto obligadas a utilizar el fuel oil más costoso y es posible que sigan obligadas en el futuro.

Con respecto a la “crisis de gas natural”, la Secretaría de Energía aprobó un acuerdo con los productores de gas natural mediante la Resolución 208/2004 de abril del 2004 para reestablecer el precio del gas. En virtud de dicho acuerdo, el precio del gas natural sube a U.S.\$ 1,00/MMBTU en julio del 2005, representando un aumento mayor que el 100%.

Dentro del marco de una emergencia pública, social, económica, financiera y cambiaria y debido a una profunda falta de financiamiento en el sector eléctrico producto de una política estatal que no permite alzas en las tarifas de los servicios básicos, no se previeron en el corto plazo nuevas inversiones por parte de las generadoras

privadas orientadas a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica. Por consiguiente, mediante la Resolución N° 712/2004 la Secretaría de Energía creó un fondo ("FONINVEMEM") para posibilitar el financiamiento y la administración de toda inversión orientada al aumento del suministro de energía eléctrica dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Con el fin de organizar el FONINVEMEM, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución N° 1427/04 el 6 de diciembre del 2004, en virtud de la cual hizo un llamado a todos los agentes privados de generación del MEM a participar en la organización del FONINVEMEM, invirtiendo ciertas cantidades de dinero que se acumularán durante el período contemplado entre el 1 de enero del 2004 y el 31 de diciembre del 2006, de conformidad a lo establecido en la Resolución N° 406 que aprobó la Secretaría de Energía

La Resolución N° 1427/04 establece que aquellos agentes de generación privados que participen en la organización del FONINVEMEM podrán participar en todos los proyectos necesarios para la reestructuración del WEM. Con ese fin, se definieron las pautas generales que debieran servir de base para administrar la expansión del suministro de generación.

Las pautas básicas consisten en varios compromisos por parte de los agentes privados y la Secretaría de Energía e incluyen lo siguiente:

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

(i) aprobar precios estacionales que se pueden transferir a las tarifas para las demandas mediana y grande de tal forma que a partir del 1 de julio del 2005 estos precios puedan cubrir, como mínimo, los costos monómicos totales del MEM que surjan de la aplicación de la Resolución N° 240/03 aprobada por la Secretaría de Energía.

(ii) aprobar precios estacionales que se pueden transferir a las tarifas, con la excepción de la tarifa social, con el fin de alcanzar, al 1 de noviembre del 2006, los valores que puedan cubrir al menos los costos monómicos totales del MEM que surjan de la aplicación de la Resolución N° 240, aprobada por la Secretaría de Energía el 14 de agosto del 2003 y otras resoluciones complementarias de la misma

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

(iv) Desde el momento en que se inicien las operaciones comerciales de los nuevos equipos construidos con los recursos del FONINVEMEM, compensar la energía que se hace disponible mediante la compensación horaria equivalente a PESOS (\$) de la cantidad que se pagó antes de la Ley N° 25.561 y compensar la energía suministrada al sistema, fijando los Costos Variables de la Producción como base del cálculo, y limitando el costo variable de la producción al Precio de Referencia más el 15%.

(v) Una vez que el mercado se reajuste en función de la puesta en marcha de las operaciones comerciales de los nuevos equipos construidos con los recursos del FONINVEMEM, dejar sin efecto la Resolución N° 240 y compensar a las generadoras con el Precio Marginal del Sistema, en un mercado spot libre, tomando en consideración el costo de la energía que no se suministró y con un valor hídrico que represente el valor que reemplaza el valor térmico.

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

Las demandas medianas y grandes están obligadas a retener al menos el 75% de su consumo de energía eléctrica.

- Paulatina y posteriormente se puede llamar a un proceso de oferta del suministro de la demanda creciente que no tiene autorización para gestionar su propio suministro (la demanda de las distribuidoras), por medio de contratos de generación nueva con un plazo mínimo que inicialmente puede ser de hasta CUATRO (4) años.
- Se solicitan licitaciones para la contratación de energía a realizarse producto de el(los) Proyecto(s) que se llevará(n) a cabo con los fondos del FONINVEMEM, con el fin de facilitar su posible financiamiento.

(vii) crear los instrumentos reglamentarios que permitan la contratación de transporte firme de gas natural y la compra de gas natural, además del transporte actualmente en retención, con el propósito de generar Energía Eléctrica, pretendiendo adaptar el suministro de gas natural a las exigencias de las centrales.

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

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

B. Los compromisos asumidos por parte de los Agentes Privados:

(i) Contribuir, como parte de una garantía de cumplimiento de todos los proyectos necesarios orientados a la reestructuración del MEM, entre un mínimo de 65% y la cantidad total de ciertos fondos, según la Resolución N° 406, aprobada por la Secretaría de Energía.

(ii) Dar todos los pasos para gestionar los proyectos necesarios para la reestructuración del MEM, asumiendo el compromiso de realizar los Proyectos y obras importantes para que estén preparados para su puesta en marcha comercial a partir del 2007.

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

Tanto Costanera como El Chocón decidieron participar en la organización del Fondo FONINMEM al invertir ciertas cantidades de dinero de conformidad a las disposiciones de la Resolución N° 406, aprobada por la Secretaría de Energía, que en el 2004 sumaron alrededor de U.S.\$ 1,3 millones y U.S.\$ 16 millones respectivamente. El desarrollo durante el resto del período dependerá del despacho por parte de CAMMESA de las unidades generadoras de ambas centrales, entre otros factores.

Reglamentos ambientales

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

Según los términos y condiciones establecidos por el Estado argentino para la concesión asociada a las centrales hidroeléctricas de El Chocón y la 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 Residuos 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 residuos 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 del presente 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 desde el 2002 nos lleva a pensar que habrá mayor intervención del Estado que modificará el marco regulatorio descrito en el presente informe anual. En particular, en enero del 2002 el Congreso argentino aprobó la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (la “Ley de Emergencia Económica”). Dicha ley autorizó la renegociación obligada del peso a un tipo de cambio de AR\$1 por U.S.\$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.

Operaciones en Perú

El resultado de explotación de las actividades de la compañía en Perú representó el 20%, 18% y 14% del resultado de explotación total de Endesa Chile para los años 2002, 2003 y 2004, 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		
	2002	2003	2004
	<i>(en millones de Ch\$ constantes)</i>		
Ingresos de explotación.....	121.714	114.532	123.375
Gastos de explotación.....	48.752	51.703	71.217
Resultado de explotación.....	<u>72.962</u>	<u>62.829</u>	<u>52.158</u>

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

Endesa-Chile opera a través de su filial Edegel un total de ocho centrales generadoras en Perú, con una capacidad instalada total¹ de 967 MW al mes de diciembre del 2004. 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 227 MW restantes de la capacidad instalada total.

La capacidad instalada de Edegel no sufrió cambios en el 2004. Las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de Endesa-Chile en Perú representan el 22% de la capacidad de generación eléctrica total del país según los datos que publicó en el mes de octubre del 2004 la Osinerg para el cálculo de los precios de barra (i.e., precios de nudo).

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

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

	(MW)		
	2002	2003	2004
Edegel S.A.			
Huinco (Hidroeléctrica).....	247	247	247
Matucana (Hidroeléctrica).....	129	129	129
Callahuanca (Hidroeléctrica).....	75	75	75
Moyopampa (Hidroeléctrica).....	65	65	65
Huampani (Hidroeléctrica).....	30	30	30
Yanango (Hidroeléctrica).....	43	43	43

¹ Las cifras de 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, Perú, consistente con la capacidad instalada que se define como la máxima capacidad de MW de las unidades generadoras, bajo ciertas condiciones y características técnicas específicas.

	(MW)		
	2002	2003	2004
Chimay (Hidroeléctrica).....	151	151	151
Santa Rosa (Térmica).....	264	228	227
Total	1.003	967	967

- (1) Las cifras de 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, Perú, consistente con la capacidad instalada que se define como la máxima capacidad de MW de las unidades generadoras, bajo ciertas condiciones y características técnicas específicas.

La generación eléctrica total de Endesa-Chile en Perú alcanzó los 4.136 GWh en el 2004, el 4% menos que los 4.287 GWh en el 2003 y casi igual a los 4.141 GWh en el 2002. La participación del mercado de generación de Endesa-Chile se situó en aproximadamente el 20% de la producción eléctrica total en Perú en el 2004, aproximadamente el 22% para el 2003 y el 22% para el 2002.

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FILIAL EN PERÚ (GWh)(1)

	(GWh)		
	2002	2003	2004
Edegel S.A.	4.141	4.287	4.136
Total.....	4.141	4.287	4.136

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

La generación hidroeléctrica representó el 94,1% de la producción total de Edegel en el 2004. La generación hidroeléctrica de Edegel ha representado más del 99% de su generación total desde el 2001, con la excepción del último año. La porción de electricidad que suministra Edegel a través de su propia generación correspondía al 94,5% de las ventas físicas totales, lo que se traducía en la necesidad de sólo comprar una pequeña cantidad de energía para cumplir con las obligaciones contractuales con los clientes.

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 (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad	4.141	98,5	4.287	95,8	4.136	94,5
Compras de electricidad	65	1,5	189	4,2	239	5,5
Total(1)	4.206	100,0	4.476	100,0	4.375	100,0

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

Sólo existe un sistema interconectado en Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, o el SIEN. La demanda eléctrica en el SIEN aumentó en un 5,9% durante el 2004 con respecto al 2003, alcanzando una demanda anual total de 21.903 GWh. La mayor demanda en Perú se debe en parte al aumento de la demanda eléctrica proveniente del sector minero, cuyo crecimiento de demanda eléctrica responde a la creciente producción de cobre y de oro que, a la vez, responde a los mayores precios del cobre y del oro en los mercados internacionales.

El 21 de noviembre del 2003, se suscribió un contrato de suministro eléctrico por 12 MW de capacidad y de energía asociada a la Compañía Minera Ares S.A.C. (“Minera Ares”), una empresa minera del Grupo Hochschild. Dicho contrato rige desde el mes de 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 2004 bajaron casi el 3% con respecto al 2003. Las ventas en el mercado spot disminuyeron en casi un 25% y el porcentaje de las ventas contratadas subió en el 2004 con respecto al 2003 y el 2002, producto de un aumento de las ventas a los clientes industriales no regulados. Las ventas a los clientes regulados se mantuvo igual al 47% de las ventas contratadas en el 2004 y el 2003 y el porcentaje sufrió una reducción con respecto al 50% registrado en el 2002. Fueron once los clientes de Edegel en el 2004, dos clientes regulados y nueve clientes no regulados. El plazo promedio de vencimiento 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 (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	2.829	68,0	3.134	70,5	3.344	77,3
Ventas no contratadas.....	1.329	32,0	1.309	29,5	984	22,7
Ventas totales de electricidad.....	4.158	100,0	4.443	100,0	4.328	100,0

Puesto que el SIEN es el único sistema de transmisión interconectado en el Perú, se puede considerar a todas las generadoras que se conectan al mismo parte de la competencia. Sin embargo, la principal competencia de Endesa-Chile en Perú son las generadoras hidroeléctricas, Electrop Perú y Egenor, cuya capacidad suma aproximadamente los 869 MW y 542 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 Antimonopolio para el Sector Eléctrico (Ley N° 26.876) y sus reglamentos (Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI), la 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 reglamentos eléctricos) y los reglamentos que rigen la resolución de conflictos que surjan dentro de esta institución (la Resolución N° 0826-2002-OS/CD).

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

El sector eléctrico en Perú consiste en un sólo sistema interconectado principal, el SIEN. 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 normaliza los temas relacionados con el medioambiente, además del otorgamiento, la supervisión, el vencimiento y el término de licencias, permisos y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución, entre otras. El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, u OSINERG, es una entidad reglamentaria pública y autónoma que se estableció en 1996 para el control del cumplimiento de los reglamentos legales y técnicos asociados a las actividades de electricidad e hidrocarburos, además de la conservación del medioambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. En septiembre 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 SIEN 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 los precios de nudo. No obstante, el COES en Perú está compuesto por compañías de generación y transmisión; en cambio los CDEC en Chile sólo incluyen a las empresas generadoras.

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

Despacho y fijación de precios

La metodología de despacho y la fijación de precios al nivel de generación en Perú son prácticamente idénticas a la metodología de despacho y la fijación de precios en Chile, salvo que en Perú se refiere a los precios de “nudo” como precios de barra y los clientes no regulados en Perú son aquellos clientes 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 que 0,5 MW. Los suministros para una demanda de capacidad menor que 1 MW se consideran suministros de servicio público. 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 una remuneración anual garantizada (RAG) fiscalizada por el OSINERG además del ingreso proveniente de las tarifas y los peajes de conexión que reflejan un cargo por kW. Todas las empresas generadoras tienen acceso a las líneas del sistema secundario, pero son utilizadas únicamente para servir a ciertos usuarios, quienes por tanto deben pagar por usar el 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 se deben realizar a precios de barra que fija el OSINERG. En términos históricos, 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, pero a partir del 2005 esta publicación será anual (sólo en abril) de conformidad a la última modificación de la ley (véase a continuación). Los precios de barra son los máximos precios para la electricidad que compran las empresas de distribución que se puede traspasar al cliente regulado. Aunque esos precios se fijan en soles peruanos, los cálculos se efectúan principalmente en U.S.\$.. 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 los 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 central de generación hidroeléctrica o geotérmica tiene una capacidad instalada superior a los 10 MW.

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

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

Modificaciones al marco regulatorio en el 2004

En diciembre del 2004 se incorporaron modificaciones significativas a la Ley de Concesiones Eléctricas que incluyen:

- La autoridad fijará anualmente los precios de barra en el mes de mayo y considerará dos períodos: la proyección de demanda energética y del plan de inversiones para los próximos 24 meses, incluyendo la demanda y la oferta extranjeras; y la demanda energética y las inversiones históricas;
- La suspensión hasta el 31 de diciembre del 2007 de la implementación de una disposición relacionada con la revocación de concesiones cuando las distribuidoras no garantizan, por medio de un contrato, el suministro eléctrico durante al menos 24 meses;
- La falta de pago por parte de las distribuidoras a las generadoras para la electricidad utilizada en el servicio público gatillará ahora una revocación de la concesión por parte de la autoridades;
- El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG crearán una comisión especial para estudiar e implementar los métodos eficientes para el desarrollo de la generación eléctrica. Dicha comisión trabajará estrechamente con los distintos sectores de la economía y presentará una propuesta al Congreso en los próximos seis meses.

Adicionalmente, se adoptó un decreto de emergencia para solucionar el problema de las distribuidoras sin contrato. En los últimos dos años, los precios de barra fueron menores que el costo marginal, por lo que las generadoras evitaran la contratación de nueva energía con las distribuidoras. En consecuencia, las distribuidoras no tuvieron energía contratada suficiente en el 2004 para satisfacer su demanda. Producto de lo anterior, las generadoras han acordado suministrar a las distribuidoras sin contratos a precio de barra.

Además, en el mes de diciembre del 2004 el Congreso promulgó el Reglamento para la Importación y la Exportación de Electricidad, que incluye las disposiciones a continuación:

- Fiscaliza las transacciones de importación y exportación de electricidad entre el SEIN y los sistemas eléctricos de la Comunidad Andina de Naciones;
- Crea dos agentes: el Administrador del Mercado y el Operador del Sistema;
- Autoriza a ciertos agentes la realización de transacciones internacionales;
- Para las transacciones internacionales de electricidad
 - El COES preparará una curva de suministro de energía;
 - Los precios estarán en dólares US;

- Sólo se exporta electricidad al presentar una garantía o un bono que represente el pago de una operación de un día;
- El Ministerio de Energía y Minas y la correspondiente autoridad competente en el país extranjero determinarán la distribución de los ingresos de transmisión en común acuerdo.

Operaciones en Colombia

El resultado de explotación de las actividades de la compañía en Colombia representó el 22%, 25% y 32% del resultado de explotación total de Endesa-Chile para los años 2002, 2003 y 2004. 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		
	2002	2003	2004
	(en millones Ch\$ constantes)		
Ingresos de explotación.....	234.695	213.810	251.398
Gastos de explotación.....	156.663	125.676	132.942
Resultado de explotación.....	<u>78.032</u>	<u>88.134</u>	<u>118.456</u>

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

Endesa-Chile controla dos generadoras eléctricas en Colombia, 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 económica del 22,4% en Emgesa. Si bien Betania es la operadora de Emgesa, no recibe ninguna compensación a cambio.

Al 31 de diciembre del 2004, Endesa-Chile, mediante ambas filiales, operaba un total de diez centrales generadoras en Colombia con una capacidad instalada total de 2.609 MW al 31 de diciembre del 2004, el 91,5% de la cual corresponde a la generación hidroeléctrica. Betania tiene una central hidroeléctrica de 540 MW que se ubica en Huila. La capacidad instalada total de Emgesa fue 2.069 MW al 31 de diciembre del 2004, el 89,2% de la cual correspondía a la generación hidroeléctrica. Las principales instalaciones de Emgesa se encuentran en las regiones de Cundinamarca de Colombia. En abril del 2004, Emgesa incorporó a sus actividades una nueva central al borde del Río Bogota que se llama Tequendama con una capacidad instalada de 19 MW.

Las centrales de generación hidroeléctrica y térmica de Endesa-Chile en Colombia representan aproximadamente el 19% de la capacidad de generación eléctrica total del país, según las estadísticas oficiales de Colombia al mes de diciembre del 2004. La participación de mercado del 2004 es menor que la participación de mercado de la capacidad instalada en el 2002 y el 2003, la que fue aproximadamente el 20% 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 (241 MW) como a la introducción de las nuevas centrales hidroeléctricas de la propiedad de E.P.M. 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 al 31 de diciembre del 2004:

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

	(MW)		
	2002	2003	2004
Emgesa			
Guavio (Hidroeléctrica).....	1.150	1.150	1.150
Cadena Vieja (Hidroeléctrica).....	241	0	0
Cadena Nueva (Hidroeléctrica)(2).....	580	600	600
Termozipa (Térmica).....	223	223	223
Plantas menores (Hidroeléctrica)(3).....	0	76	96

	(MW)		
	2002	2003	2004
Betania			
Betania (Hidroeléctrica)	540	540	540
Total	<u>2.734</u>	<u>2.589</u>	<u>2.609</u>

- (1) la capacidad instalada definida como la capacidad máxima de MW de las unidades generadoras, bajo condiciones y características técnicas específicas.
- (2) Se conoce como Cadena Nueva o Cadena Pagua y consiste en una cadena hidroeléctrica compuesta por las centrales Paraíso y La Guaca.
- (3) Al 31 de diciembre del 2004 Emgesa es propietaria y operadora de cinco plantas menores: Charquito, El Limonar, La Tinta, San Antonio y Tequendama. El 1 de enero del 2005, la Planta Menor La Junca se incorporó al SIN pero no se incluye aquí puesto que la tabla contiene datos hasta el 31 de diciembre del 2004.

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 pluviosidad anual. La generación eléctrica total de Endesa-Chile en Colombia alcanzó los 11.881 GWh en el 2004 comparada con los 10.794 GWh del 2003 y los 10.699 registrados en el 2002. La participación de Endesa-Chile en el mercado de generación en Colombia en el 2004 fue aproximadamente el 25% según la ISA. Aparte de las condiciones hidrológicas, 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 para ofrecer su electricidad al precio que ellas estimen conveniente, en lugar de verse obligadas por parte de una entidad operadora centralizada a generar la electricidad según los costos marginales mínimos del sistema. Betania y Emgesa vendieron aproximadamente el 64% de su electricidad bajo contratos en el 2004 y el restante se vendió en el mercado spot.

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)(1)

	(GWh)		
	2002	2003	2004
Emgesa.....	8.870	9.205	10.028
Betania	1.829	1.589	1.853
Total	<u>10.699</u>	<u>10.794</u>	<u>11.881</u>

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

Las condiciones hidrológicas en el 2004 se tradujeron en cifras de generación mayores para Emgesa producto de una pluviosidad mayor en su zona geográfica que permitía reducir la generación térmica y el nivel de compras físicas de energía, con respecto al 2003. Al considerar el hecho de que la generación térmica no es significativa, representando tan sólo el 8,5% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile en Colombia al mes de diciembre del 2004 y menos que el 1% de la generación total en Colombia durante el 2004, no es esencial 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. En el 2004, la generación hidroeléctrica constituyó más del 99% 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					
	2002		2003(1)		2004	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad.....	10.699	72,7	10.794	74,0	11.881	77,9

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003(1)		2004	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Compras de electricidad.....	4.023	27,3	3.790	26,0	3.368	22,1
Total(1).....	14.722	100,0	14.584	100,0	15.249	100,0

(1) La producción energética más las compras de energía superan las ventas de electricidad debido al consumo de las bombas de las centrales.

El único sistema interconectado de electricidad en Colombia es el Sistema Interconectado Nacional, o el SIN colombiano. La demanda eléctrica en el SIN colombiano, con la excepción de la generación de la unidad cogeneradora OXI de 39 MW, aumentó en un 2,7% en el 2004. El consumo eléctrico en el SIN colombiano fue 44.811 en el 2002, 45.711 en el 2003 y 47.020 en el 2004. Las ventas físicas de Endesa-Chile aumentaron en el 2004 con respecto al 2003, debido a mayor generación.

También se ha visto afectada la demanda del mercado eléctrico en Colombia por la interconexión con el sistema eléctrico de Ecuador (Transacciones Internacionales de Energía o las TIE) que comenzó a operar en marzo del 2003. Durante el 2004 las ventas físicas a Ecuador alcanzaron los 1.681 GWh. Se espera que una línea de interconexión entre Ecuador y Perú entre en operación en el 2005. 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 2004, Emgesa prestó servicio a un promedio de 839 clientes no regulados y 11 distribuidoras y Betania prestó servicio a un total de 5 distribuidoras. Las ventas de Endesa-Chile a la empresa distribuidora Codensa representaron el 45% de sus ventas de contrato totales en el 2004. Las ventas físicas a los seis clientes no regulados más grandes alcanzaron el 4,1% 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 (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	8.373	57,2	9.333	64,4	9.736	64,3
Ventas no contratadas.....	6.266	42,8	5.148	35,6	5.412	35,7
Ventas totales de electricidad.....	14.639	100,0	14.481	100,0	15.148	100,0

La tabla que aparece a continuación demuestra las ventas por volumen de Endesa-Chile a sus cinco clientes de distribución principales en Colombia para cada uno de los períodos indicados:

PRINCIPALES CLIENTES EN COLOMBIA (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Distribuidoras:						
Codensa.....	4.195	50	4.860	52	4.413	45
Cens.....			273	3	527	5
Electricaribe.....			267	3	510	5
Essa.....					501	5
Electrocosta.....	286	3	213	2	253	3
Dicel.....	531	6	279	3		
Pereira.....	352	4				
Flores.....	153	2				

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Ventas totales a las cinco distribuidoras principales.....	5.517	66	5.892	63	6.205	64

La competencia más importante de Endesa-Chile en Colombia incluye las siguientes empresas estatales: Empresas Públicas de Medellín, cuya capacidad instalada total fue 2.580 MW en diciembre del 2004; Isagen, cuya capacidad instalada total fue 2.241 MW en diciembre del 2004; y Corelca, cuya capacidad instalada fue 1.339 MW en diciembre del 2004. Endesa-Chile compete también con las siguientes empresas abiertas en Colombia: EPSA, cuya capacidad instalada total fue 1.078 MW en diciembre del 2004 y Chivor que es de propiedad de AES, cuya capacidad instalada total fue 1.000 MW en diciembre del 2004.

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

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

La Ley 142 establece que el suministro de servicios eléctricos constituye un servicio público esencial que puede ser proporcionado por entidades provenientes de los sectores públicos y privados. Se les exige a las compañías de servicios públicos: (1) asegurar el servicio continuo y eficiente sin abusar de una posición dominante; (2) facilitar el acceso a subsidios estatales a los usuarios de bajos recursos; (3) informar a los usuarios sobre el uso eficiente y seguro de los servicios; (4) proteger el medioambiente; (5) permitir el acceso y la interconexión a otras compañías de servicios públicos, a sus grandes clientes o a sus servicios; (6) cooperar con las autoridades en caso de emergencias para evitar daños a los usuarios; e (7) informar a la comisión reglamentaria apropiada y a la Superintendencia 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 reglamentarios que rigen el sector eléctrico: (1) la eficiencia – la asignación y el uso de recursos correctos y el suministro de electricidad a un costo mínimo; (2) la calidad – el cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos afectando el sector; (3) la continuidad – un suministro eléctrico continuo sin interrupciones no justificadas; (4) la adaptabilidad – la incorporación de tecnologías y sistemas administrativos modernos para promover la calidad y eficiencia; (5) la neutralidad – el tratamiento imparcial a todo usuario eléctrico; (6) la solidaridad – la provisión de fondos por parte de los usuarios de mayores recursos para subsidiar el consumo de los usuarios de bajos recursos; y (7) la equidad – un suministro eléctrico adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país.

Previo a la aprobación de la Ley Eléctrica de Colombia, el sector eléctrico colombiano contaba con una gan integración vertical. La Ley Eléctrica de Colombia en forma separada normaliza la generación, transmisión, comercialización y distribución (las “Actividades”). En virtud de esta ley, cualquier compañía nacional o internacional puede participar en cualquiera de las Actividades. No obstante, las nuevas compañías deben limitar su participación exclusivamente a una de las Actividades. La comercialización se puede combinar con la generación o la distribución. Las compañías que estaban verticalmente integradas al momento en que entró en vigor la Ley Eléctrica de Colombia pueden seguir participando en todas las Actividades en las que participaban antes de la entrada en vigor de la Ley Eléctrica de Colombia, pero deben mantener un registro contable separado paracada 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 de generación instalada en 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 una compañía en particular se suma a la de otras compañías en el mismo grupo empresarial, de las compañías matrices, de las filiales y de las coligadas. Adicionalmente, vigente a partir del 1 de enero del 2002, la participación de las empresas generadoras en una distribuidora no puede superar el 25% y viceversa; sin embargo, esta restricción sólo se aplica a las compañías individuales y no excluye la propiedad múltiple de compañías del mismo grupo empresarial, ni de sus compañías matrices, filiales ni coligadas. El 1999, 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 la fija 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 normas para determinar la participación de una compañía y sus inversionistas en las actividades de generación, distribución y comercialización.

El Ministerio de Minas y Energía define las políticas del gobierno para el sector de energía. Las demás entidades que desempeñan 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 normalización 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 presentada a la CREG que toma una decisión o promulga un acto administrativo, solicitando la revocación, modificación o aclaración de 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 en un fondo común de energía conocido como la Bolsa de Energía (la “Bolsa”) al precio spot o mediante contratos privados de largo plazo celebrados con ciertos participantes en el mercado y los usuarios no regulados a precios libremente negociados. El SIN colombiano es el sistema eléctrico colombiano formado por los siguientes elementos: las centrales de generación, la red de interconexión, las líneas regionales e interregionales de transmisión, las líneas de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Betania y Emgesa forman parte del SIN. El participante en el mercado mayorista paga el precio spot para la energía despachada bajo la dirección del Centro Nacional de Despacho (“CND”). El precio spot horario que se paga por la energía refleja los precios que ofrecen las empresas generadoras en la Bolsa y la oferta y demanda respectivas. 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, 111, 081, 078 y 090 del 2000, la Resolución 001 del 2001 y la Resolución 074 del 2002. El cargo por capacidad se calcula de conformidad con las fórmulas también establecidas 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 regulado y, si bien este requisito se ha flexibilizado de manera paulatina, las compañías de distribución aún tienden a asegurarse contratos para una gran proporción de su mercado 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 los fondos comunes de electricidad que operan en Argentina, Inglaterra y Gales. En la Bolsa, se establece un precio spot horario para todas las unidades despachadas sobre la base del precio de oferta de la unidad generadora con el precio más alto despachada. Cada día, el CND recibe ofertas de precio de todas las empresas generadoras que participan en la Bolsa. Estas ofertas indican los precios diarios a los que las empresas generadoras están dispuestas a suministrar electricidad y la capacidad disponible por hora para el día siguiente. Sobre la base de esta información, el CND, de acuerdo al principio conocido como el “despacho óptimo” (que supone una capacidad de transmisión infinita en toda la red), clasifica a las empresas generadoras según su precio de oferta, comenzando con la oferta más baja, estableciendo así por hora el orden de mérito según el cual se despacharían las empresas generadoras al día siguiente para cumplir con la demanda anticipada. El precio en la Bolsa para todas las empresas generadoras se fija según la empresa generadora más cara despachada en cada período de una hora bajo el despacho opcional. Este sistema de calificación de precios pretende asegurar que la demanda nacional, que aumentó debido a la cantidad total de energía exportada a otros países, se satisfaga con la combinación menos costosa de unidades generadoras disponibles en el país. Durante el 2003, la Resolución 004 de la CREG y otras resoluciones con modificaciones, que entraron en vigencia al iniciarse las transacciones con Ecuador, normalizaban las transacciones de electricidad internacionales a corto plazo. Además, el CND realiza el “despacho planificado”, que toma en consideración las restricciones de la red además de toda condición necesaria para atender las demandas de energía para el día siguiente, de manera segura, confiable y eficiente en término de costos. El CND revisa continuamente el despacho planificado 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 generadoras cuya generación real es menor que el despacho óptimo) se les cobra el promedio del precio de mercado y de sus precios de oferta; y, a las empresas generadoras sin mérito (aquellas generadoras cuya generación real es mayor que el despacho óptimo) se les acredita la diferencia, también avaluada de conformidad a los precios regulados (CREG 034-2001 entre otros) 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 por parte de los usuarios dado el aumento subsiguiente de las tarifas. Esta situación obligó a la CREG a emitir la Resolución 34 (2001) entre otras resoluciones modificatorias, con el fin de intervenir en la fijación de restricciones, de tal forma que para las generadoras restringidas, la diferencia se valora con el promedio del precio de oferta y el precio spot. Las generadoras sin mérito deben respetar un techo máximo para el precio reconocido, de conformidad con los valores preestablecidos. Esta Resolución, que sigue vigente a pesar de haber sido anunciada como medida temporal, se ha puesto en tela de juicio y, en ciertos casos, ha dado lugar a procesos legales iniciados por las generadoras que consideran que los precios reconocidos no cubren los costos asociados a estas restricciones.

El dominio de la generación hidroeléctrica y las marcadas diferencias estacionales 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 de potencia firme en virtud de la Resolución 116 (el “cargo por capacidad”), vigente 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, 111, 081, 078 y 090 del 2000, la Resolución 001 del 2001 y la Resolución 074 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 los 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 todo el 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 (ente 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 24 meses de sequía hipotética, suponiendo en cada mes las condiciones hidrológicas que prevalecieron durante las veces en que ha ocurrido el fenómeno El Niño a lo largo de la historia. En la actualidad se discute una nueva propuesta para el cálculo de la carga por capacidad para las generadoras.

En marzo del 2003, el mercado spot colombiano estableció las TIE con Ecuador y exportó 1.129 GWh e importó 67 GWh. Durante el 2004, Colombia exportó 1.681 GWh e importó 35 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 condiciones de igualdad y se les autoriza cobrar una tarifa por los servicios de transmisión. Si las partes no llegan a un acuerdo referente a las condiciones de dicho acceso, la CREG está facultada para imponer una servidumbre de acceso. La tarifa de transmisión que deben pagar las generadoras, distribuidoras y comercializadoras consiste en:

- un cargo por conexión que asegura el costo de operar los equipos que unen al usuario con el sistema de transmisión, el cual no se cobra si la generadora es propietaria de los equipos de conexión; y
- un cargo por uso, aplicable solamente a las comercializadoras, en efecto a partir del 1 enero del 2002.

El STN regula los ingresos para las empresas de transmisión por medio de un ingreso fijo anual garantizado, sujeto al cumplimiento de una cierta disponibilidad mínima, la que se determina mediante el nuevo valor de reemplazo de las redes y de los equipos existentes al 1 de enero 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 se asignaba de la siguiente forma: 25% por generadores y 75% por comercializadores del STN. A partir del 1 de enero del 2002, se asigna el 100% del valor a las comercializadoras del STN en proporción a la demanda de energía registrada por todos sus clientes.

La expansión del STN se lleva a cabo de acuerdo al plan modelo de expansión diseñado por la Unidad de Planeación Minera-Energética (“UPME”) y según los procesos de licitación abiertos a la participación de las empresas de transmisión existentes y nuevas y administrados 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 exige el menor valor presente de

flujos de caja necesario para llevar a cabo el proyecto. La CREG ha promulgado resoluciones posteriores que modifican y sustituyen la CREG 051 de 1998 al mejorar el plan de expansión del STN pero conservan el mismo marco conceptual.

Distribución

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

La CREG debe calcular los cargos DUOS de cada empresa. Por medio de la Resolución 082 del 2002, la CREG fijó la metodología para calcular los nuevos cargos de distribución, reemplazándola con la metodología que se establece en la Resolución 99 de 1997. Los cargos de distribución se calculan en base al costo de reemplazo de los activos de distribución prevaleciente 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 consiste en la reventa directa a los usuarios finales de la electricidad comprada en el mercado mayorista y las empresas generadoras, distribuidoras o agentes independientes pueden participar en la comercialización siempre que cumplan con los requisitos de la CREG. Los precios de comercialización para los usuarios deregulados se pactan libremente entre las partes. La comercialización con usuarios regulados está sujeta a un “régimen de libertad regulado” en el que cada comercializadora fija las tarifas, utilizando opciones de tarifas basadas en una fórmula establecida por la CREG en la Resolución 31 (1997). Esta fórmula se mantendrá vigente hasta que la CREG determine una nueva metodología, la que se encuentra en proceso de desarrollo. Las tarifas se determinan de acuerdo a una combinación de los siguientes factores:

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

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

El mercado de distribución se divide en clientes regulados y no regulados. Los clientes en el mercado no regulado tienen la libertad de contratar el suministro de electricidad directamente de una generadora o distribuidora, actuando en calidad de comercializadoras, o de una comercializadora pura. Inicialmente, el mercado de clientes no regulados consistía en aquellos clientes con una demanda de punta mayor que los 2MW, que corresponde a aproximadamente 260 grandes clientes industriales y comerciales y representa alrededor del 5% del mercado de suministro. Este umbral para la 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 a 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 mantenía vigente en el 2004. Se espera que la CREG determine en el 2005 la nueva fórmula de tarifas, el margen regulado para las actividades de comercialización y las condiciones de competitividad de la industria.

Se espera que ciertos aspectos de los reglamentos de la comercialización minorista que otorgan una ventaja competitiva artificial a las comercializadoras independientes se corrijan mediante el nuevo esquema de comercialización minorista. La gran parte de los reglamentos del Plan de Desarrollo Nacional que hacen referencia a

la industria minorista eléctrica se publicaron en el decreto 3734, publicado por el Ministerio de Minas en diciembre del 2003. En virtud de dicho decreto, las comercializadoras independientes se ven obligadas a tener la misma composición de mercado, en cuanto al consumo promedio de energía por cliente, que la compañía de distribución y la comercializadora establecida. Dicho decreto también impone la obligación de reconocer los costos asociados a la condición de ser el proveedor de última instancia. Al nivel mayorista de los Estados Unidos, se espera que el esquema de suministro de energía a largo plazo -SEC- esté en plena operación en el 2005.

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 orientados a la recuperación, conservación, protección, organización, administración y el uso de recursos renovables. Así, el uso de recursos naturales o cualquier impacto en ellos producto de cualquier actividad o proyecto requerirá la emisión de autorización y permisos ambientales o el establecimiento de planes de manejo ambiental. 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 en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que puedan ocasionar un deterioro ambiental, debe primero obtener un permiso ambiental.

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

Inspección y control

Según la Constitución Nacional y la Ley de Servicios Públicos, la Superintendencia de Servicios Públicos se encarga de la supervisión de las compañías de servicios públicos que participen en las actividades eléctricas antemencionadas. En el 2003, la Superintendencia de Servicios Públicos implementó un sistema de información central con el fin de consolidar toda la información de los servicios públicos tanto para los efectos de control como de información.

Operaciones en Brasil

El resultado de explotación de las actividades de la compañía en Brasil representó el 5%, 1% y 4% del resultado de explotación total de Endesa-Chile para los años 2002, 2003 y 2004. 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		
	2002	2003	2004
	(en millones de Ch\$ constantes)		
Ingresos de explotación.....	53.216	31.562	42.006
Gastos de explotación.....	35.636	27.813	27.692
Resultado de explotación.....	17.580	3.749	14.314

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 propietaria total del 92,51%. Cachoeira Dourada opera una instalación hidroeléctrica de pasada de 658 MW en el Estado de Goiás, al sur de Brasilia, que representa aproximadamente el 0,7% de la capacidad instalada total de Brasil según la ANEEL.

La capacidad instalada de la compañía se ha mantenido estable en 658 MW durante los últimos cuatro años, a pesar de que la capacidad instalada del país aumentó en 7.000 MW en el 2002, 4.200 MW en el 2003 y 3.500 MW en el 2004.

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

	(MW)		
	2002	2003	2004
Cachoeira Dourada.....	658	658	658
Total	658	658	658

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

La generación física total de la compañía en el 2004 fue 3.262 GWh, representando un aumento de 7,9% con respecto al 2003. La generación física fue: 2.467 GWh en el 2002, 3.024 GWh en el 2003 y 3.262 GWh en el 2004. La generación de Cachoeira Dourada depende de las pluviosidades en la región donde opera. Las condiciones hidrológicas favorecieron la generación eléctrica de Cachoeira Dourada en el 2004, mejorando así el porcentaje promedio de la capacidad instalada total utilizada de la central de aproximadamente el 53% en el 2003 al 56% en el 2004.

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

PRODUCCIÓN Y COMPRAS FÍSICAS EN BRASIL (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad.....	2.467,0	68,7	3.024,3	80,2	3.262,2	83,6
Compras de electricidad.....	1.125,0	31,3	745,3	19,8	639,8	16,4
Total(1).....	<u>3.592,0</u>	<u>100,0</u>	<u>3.769,6</u>	<u>100,0</u>	<u>3.902,0</u>	<u>100,0</u>

(1) Es posible que la producción de energía más las compras de energía difiere de las ventas de electricidad producto de las pérdidas de transmisión.

Cachoeira Dourada tiene un contrato de compra mínima obligada de largo plazo que suscribió en septiembre de 1997 cuando Endesa-Chile adquirió la concesión de Cachoeira Dourada ("CDSA") 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 años CELG compró toda la capacidad contratada de Cachoeira Dourada (415 MW). Dicha cantidad se redujo en un 10% (42 MW) al año a partir del mes de septiembre del sexto año. Por lo tanto, las ventas físicas a CELG disminuyeron en un 11% en el 2004 con respecto al 2003. La electricidad generada por mes más allá del compromiso contractual de Cachoeira Dourada con CELG se vende a terceros, hasta en el mercado spot.

La demanda eléctrica en Brasil aumentó en un 5,0% en el 2004, un 5,3% en el 2003 y 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 Estado 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 (GWh)

	Al 31 de diciembre del					
	2002		2003		2004	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	3.572	99,5	3.428	90,9	3.398	87,1
Ventas no contratadas.....	19	0,5	342	9,1	504	12,9
Total.....	<u>3.591</u>	<u>100,0</u>	<u>3.770</u>	<u>100,0</u>	<u>3.902</u>	<u>100,0</u>

La reducción registrada en las ventas contractuales en el 2003 y el 2004 se debe a una disputa contractual con el cliente más importante de Cachoeira Dourada, CELG. El contrato de Cachoeira Dourada con CELG estaba sujeto a un litigio en los tribunales brasileños. En el mes de febrero del 2003, CELG suspendió los pagos a Cachoeira con el fin de comprar electricidad en el mercado spot, cuyos precios eran menores que el precio de contrato en ese momento. CELG no reestableció sus pagos sino hasta que se dictó una orden judicial provisional en julio del 2003, dictando que CELG debería comenzar el pago de al menos una parte de las facturas vencidas. CELG inició el proceso de pago pero dicho pagos se basaban en un precio y cantidad de energía menores que aquellos establecidos en el contrato. En consecuencia, como medida contable conservadora, de julio hasta diciembre del 2003 y de enero hasta mayo del 2004 Cachoeira Dourada sólo registró facturaciones mensuales parciales a CELG. El 16 de junio del 2004, se revocó la orden judicial provisional emitida en el mes de julio del 2003, obligando así a CELG a pagar el 100% de lo estipulado bajo el contrato. Finalmente en agosto del 2004, CELG y CDSA llegaron a un acuerdo nuevo, cuyos elementos principales son:

- CELG reconoció una deuda total de 170 MMR\$ con CDSA;
- CELG pagaría 135 MMR\$ mediante un financiamiento BNDES a lo largo de tres años;
- se pagaría una cuota mensual de 35 MMR\$ por un mayor precio de contrato (130% del original);
- una nueva formula indexada con base única en el índice IGPM;
- se invalidarían todas las disputas en relación al PPA.

Además de su propiedad en Cachoeira Dourada, Endesa-Chile opera en Brasil mediante su compañía coligada, CIEN, en la que Endesa-Chile mantiene una participación propietaria del 45%, en el sector de la comercialización y el transporte de electricidad entre Argentina y Brasil. 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 entre Argentina y Brasil. CIEN ha recibido dos permisos de veinte años de ANEEL (que vencen el 2020 y el 2022) para la operación del lado brasileño de dichas líneas de transmisión; posterior a estas fechas, las líneas de transmisión y las estaciones convertidoras pasan a ser la propiedad del Estado brasileño. CIEN, a través de sus filiales CTM y TESA, es propietaria y operadora del lado argentino de ambas líneas.

CIEN ha celebrado cuatro contratos de compraventa de energía para la venta de energía en Brasil con los clientes indicados a continuación: Furnas Centrais Eléctricas S.A. (“FURNAS”); Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (“GERASUL”); Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Copel”) y Companhia de Electricidade do Río de Janeiro (“Cerj”). Los contratos son a precio fijo denominado en reales y parcialmente indexados al dólar. Los contratos con GERASUL y FURNAS no son de compra mínima obligada en cuanto a la cantidad de energía a comprar pero exigen el suministro de 1.000 MW de capacidad en todo momento. De igual modo, con el fin de cumplir con sus compromisos ante sus clientes brasileños, CIEN mantiene contratos con las generadoras argentinas, incluyendo la filial argentina de Endesa-Chile, Costanera.

Debido a las restricciones de generación en Argentina y después de haber realizado ciertas pruebas para determinar la verdadera disponibilidad de generación y energía garantizada, la aplicación de ciertas resoluciones de la ANEEL y el MME (el Ministerio de Minas y Energía) el día 31 de marzo del 2004 redujeron la “energía garantizada” (un concepto reglamentario teórico asociado a la capacidad que se reconoce para los efectos de contratos entre los productores de energía y sus clientes) de CIEN de aproximadamente 1.700 MW a 400 MW,

aunque dicha restricción está sujeta a una revisión por parte de la ANEEL en caso de que CIEN volviese a importar electricidad desde Argentina.

Si las generadoras argentinas siguen incapaces de cumplir con sus contratos con CIEN y la ANEEL no modera las resoluciones mencionadas, es posible que CIEN se vea obligada a renegociar sus contratos con los proveedores y los clientes. Además es posible que CIEN pudiera enfrentar responsabilidades legales o multas si se determinase que ha contravenido los contratos que mantiene con los clientes brasileños o si ha violado las normas establecidas por las autoridades regulatorias brasileñas. A la fecha del presente informe anual, algunos de los clientes de CIEN en la primera línea de interconexión han rechazado hasta ahora los reclamos por fuerza mayor presentados por nuestra compañía coligada de transmisión.

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

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

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

Bajo el actual marco regulatorio, la principal entidad reguladora de la industria eléctrica en Brasil es la 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 reglamentarios. Las políticas regulatorias para el sector son implementadas por la *Agencia Nacional de Energia Elétrica* o ANEEL que se estableció de conformidad a la Ley N° 9.427/96. La ANEEL, en nombre de la União, es responsable de lo siguiente, entre otras cosas:

- 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;
- supervisar y auditar las empresas concesionarias;
- emitir normas para el sector eléctrico;
- dictar decisiones con el fin de resolver, como una materia administrativa, las diferencias entre las concesionarias, productores independientes, consumidores y otros participantes de la industria;
- establecer los criterios para calcular los precios de transmisión;
- imponer multas contractuales y regulatorias;
- implementar las políticas públicas (tales y como el programa de bajos ingresos) que señale el Gobierno Federal;
- establecer la tarifa para los clientes;
- administrar el proceso de ajuste de las tarifas;
- administrar el proceso de licitación para la venta de energía al por mayor;
- administrar los contratos de concesión; y
- poner término a una concesión, en aquellos casos contemplados en la ley y/o en un acuerdo de concesión.

Además, Eletrobrás, la empresa de servicios eléctricos federal, 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 Coordinador de Planejamento dos Sistemas* (el "GCPS") y *Grupo Coordinador de Operações Interligadas* (el "GCOI"), que integran representantes de cada una de las principales concesionarias. El GCPS coordina la expansión del sistema eléctrico del país y el GCOI coordina su operación.

A partir de marzo de 1999, de conformidad a los términos de la Ley N° 9648/98, la coordinación y el rol supervisor del GCOI en relación a 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 de voto y el Ministerio de Energía y Minas y la junta de consumidores participan como miembros sin derecho de voto.

El ONS es responsable de:

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

La Ley N° 8631, en vigencia desde 1993, dramáticamente cambió la estructura reglamentaria que regía las tarifas de electricidad en Brasil. El nuevo sistema abolió la tasa de retorno real anual garantizada ("Retorno Garantizado") de las empresas de servicios públicos y el sistema de tarifas eléctricas uniformes a través de todo el país. Las reformas contemplaron un ajuste automático por inflación de las tarifas de acuerdo a una compleja fórmula paramétrica de múltiples variables. La Ley N° 8.631 estableció que las tarifas eléctricas deberían reflejar los gastos de explotación 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 que se debe a la inflación deja de estar automáticamente garantizado. Como intento para reducir la inflación, el "Plan Real" prohibió ajustes de precios por períodos menores a un año en todos y cada uno de los contratos. De conformidad al Plan Real los precios se revisan y se corrigen anualmente.

Liberalización

Se reemplazaron los reglamentos de concesiones de Brasil por dos estatutos promulgados en 1995: la 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 con respecto a las leyes del sector eléctrico incluyen la incorporación de competencia a lo que había sido un monopolio estatal, la incorporación de capital privado al sector, la creación de incentivos para completar proyectos que se habían suspendido o retrasado debido a dificultades de financiamiento y el establecimiento de los cimientos para las privatizaciones en el sector.

Productor de potencia independiente y auto productor

La Ley del Sector Energético también introdujo el concepto del IPP (por su siglas en inglés) (o el productor de potencia independiente) 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 generar energía para las empresas de servicios públicos, para el uso de los miembros del consorcio, para la producción de potencia independiente o para una o más de cualquiera de estas actividades, todas las cuales se rigen de acuerdo a las normas aplicables. El auto productor (productor que genera energía principalmente para su consumo propio) puede:

- contribuir o intercambiar energía con otros auto productores dentro de un consorcio

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

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

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

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 de Brasil, además de aquellos ya privatizados (principalmente en el área de la distribución). Tales cambios se realizaron con la idea de crear una industria eléctrica más competitiva.

El gobierno federal anterior solicitó a los consultores independientes que entregaran sus recomendaciones para realizar la reestructuración del régimen en anticipación a 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 y, por ende, el precio spot derivado de la operación del sistema de mercado es independiente de las relaciones contractuales de los agentes. Este modelo contemplaba la libre negociación de la compra y venta de electricidad. Sin embargo, con el fin de facilitar la transición hacia este modelo competitivo, los contratos ya vigentes al momento de la creación del Mercado Eléctrico Mayorista, los “Contratos Iniciales”, se mantendrían vigentes hasta el 2002 y a partir de ese año se les aplicaría una reducción anual a una tasa del 25%. 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 debía en parte a una reducción en 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 continuidad de inversiones extranjeras. La nueva ley (N° 10.848/04) del sector eléctrico mantiene esta reestructuración. No obstante, dicha ley revoca la Ley N° 10.433/02 y reemplaza el Mercado de Energía Mayorista (MAE) por la Cámara de Comercialización de Energía – CCEE, que ahora es la entidad responsable de las actividades del MAE. Bajo este modelo nuevo, la ANEEL sigue a cargo de la fijación de las reglas de gobernabilidad de la CCEE (el ex MAE).

El 26 de abril del 2002, el ex Presidente Cardoso emitió otra resolución asociada al sector (la Ley N° 10.438) con el objetivo de recuperar los ingresos perdidos producto del decreto de racionamiento durante los meses de junio del 2001 y febrero del 2002, ampliando así 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 del 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 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.

De igual modo, la Ley 10.438 estableció un nuevo criterio para la reclasificación del cliente residencial de bajos ingresos y las metas para el programa de expansión del suministro de energía. El mayor costo final ocasionado por la aplicación del nuevo criterio de reclasificación se financiará mediante los 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 resolverá 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.

Durante el primer año de su mandato, el Gobierno del Presidente Luiz Inácio Lula da Silva reconoció que el régimen reglamentario de Cardoso no logró estimular el crecimiento en la industria de la generación eléctrica ni

tampoco pudo mantener las tarifas a un nivel bajo. Producto de lo anterior, en febrero del 2003 el Ministerio de Minas y Energía formó un comité para el desarrollo de la reforma institucional. El comité publicó una “Propuesta para el Modelo Institucional del Sector Eléctrico”. La pauta u objetivos básicos de dicha propuesta que se aprobaron en el CNPE (la Resolución N° 5 con fecha 21 de julio del 2003) consisten en:

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

La regla del nivel de contrato

Posterior a la promulgación de la Ley N° 10.848/04 en el 2004, la demanda de las distribuidoras se debe contratar por completo. Anteriormente, sólo el 95% de la energía que vendían los participantes en el MAE tenía que estar garantizada por las instalaciones generadoras.

Aprobación de contratos entre compañías

Los contratos celebrados entre las compañías coligadas requiere aprobación de la ANNEL y la misma aprobó los contratos celebrados entre las compañías del Grupo Enersis, 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. Las leyes federales N° 10.847 y 10.848 de marzo del 2004 establecieron un nuevo modelo para el sector eléctrico de Brasil. Dicho modelo nuevo pretende ofrecer menores tarifas al cliente y garantizar la expansión del sistema, dentro de EPE (*Empresa de Pesquisa Energética*), un organismo estatal a cargo de la planificación de las actividades de generación y de transmisión. Este nuevo modelo define dos esferas de contratación: el entorno de contratación libre y el regulado.

En del entorno de contratación libre, las condiciones para la compra de energía se negocian entre los proveedores y sus clientes, con básicamente las mismas características que el modelo anterior. En relación al entorno regulado donde operan las distribuidoras de energía, el nuevo modelo introduce cambios significativos. Si bien el modelo antiguo permitía la realización de auto transacciones y que las distribuidoras celebraron sus propias subastas para sus compras de energía, bajo el nuevo modelo las compras de energía en el entorno regulado se deben realizar de conformidad al proceso de licitación que coordina la ANEEL.

El proceso de licitación que coordina la ANEEL se divide en dos partes: una parte se refiere a la energía existente y la otra a la energía a generarse en el futuro. Los contratos que emerjan del proceso de licitación para la energía existente tienen un plazo de cinco a diez años. Se celebró una subasta de conformidad a este modelo el día 7 de diciembre del 2004 en relación a los contratos que comiencen en el 2005-2007 y tuvo lugar otra subasta en marzo del 2005 para los contratos que comiencen en el 2008-2009.

El proceso de licitación para energía nueva se ha programado para dentro de cinco años y tendrá lugar tres años antes del inicio de los contratos. El plazo de dichos contratos será de quince a treinta años y la energía nueva se contratará de conformidad a la demanda estimada.

Otro cambio importante impuesto al sector eléctrico es la separación del proceso de licitación para “la energía existente” y “la energía proveniente de proyectos nuevos”. Las centrales en existencia antes del 2000 se consideran centrales de “energía existente” y aquellas desarrolladas con posterioridad al 2000 son centrales de “energía de proyectos nuevos”, por lo que Cachoeira Dourada y CIEN se consideran centrales de energía existente. El gobierno cree que las centrales de energía existente tienen la capacidad para suministrar energía a precios menores 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 expresa mediante los 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, mientras que ni siquiera se le garantiza la participación en el proceso de licitación a una central de energía existente. Brasil tiene un superávit de oferta de energía, por lo que la prioridad que se le da a la energía proveniente de nuevos proyectos tiene un efecto adverso en las generadoras de energía existente.

Adicionalmente, el nuevo modelo obliga 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. EPE tendrá como objetivo la realización de investigaciones sobre la planificación del sector energético de Brasil. Otros actores nuevos en el sector serán la *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (la Cámara de Comercialización de Energía), o la CCEE, que sustituirá al 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 monitorear y evaluar la seguridad de la industria del suministro energético.

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

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

Regulación ambiental

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

El 16 de julio del 2004 Cachoeira Dourada obtuvo el permiso ambiental necesario (licença de operação nº 401/2004) que es válido durante un período de cuatro años después del cual se debe renovar.

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

Cambios recientes en la legislación tributaria

Los recientes cambios tributarios pueden afectar 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%. El 8 de noviembre del 2004 el *Receito Federal* de Brasil dictó la Instrucción Normativa N° 468 que aclara el concepto del precio predeterminado en los contratos de largo plazo celebrados con anterioridad al 31 de diciembre del 2003. Esta nueva interpretación del concepto cambia el escenario anterior y los ingresos de CIEN derivados de los contratos de largo plazo celebrados con anterioridad al 31 de diciembre se verán afectados por este nuevo marco legal. Cachoeira Dourada no se verá afectada por este nuevo régimen tributario ya que la empresa no está sujeta al presunto régimen de utilidades.

Otro cambio importante en la legislación tributaria constituye la Ley N° 10.865/04 (la conversión de 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). Cachoeira Dourada no participa en la importación de bienes y servicios, por lo que no está sujeta a este régimen impositivo; en cambio, la principal actividad de CIEN es la importación de electricidad de Argentina, por lo tanto esta nueva legislación la podría afectar. En este momento no podemos determinar si CIEN se verá afectada por las “Importaciones PIS/COFINS”, puesto que la actividad de importación de CIEN es muy específica y particular. Un grupo de importadoras de electricidad pretende proponer modificaciones a la legislación con el fin de aclarar la aplicabilidad que tiene la Ley N° 10.865/04 respecto a las operaciones de importación tales como las que realiza CIEN.

C. Estructura organizacional

Los datos a continuación representan una breve descripción de las filiales importantes de EndesaChile al 31 de diciembre del 2004.

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 2.303 MW en Buenos Aires que incluye dos turbinas con una capacidad acumulada 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 852 MW que entró en operación en diciembre de 1998. Se adquirieron estas instalaciones del estado argentino después de la privatización de *Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.* en 1992 cuando Endesa-Chile adquirió una participación de 24%. Posterior a eso, Endesa-Chile aumentó su participación propietaria en dicha empresa a un total de 64,26% a través de su filial Endesa Argentina. 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. 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. EndesaChile 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 propietaria indirecta del 47,44% y una participación con derecho de voto de 65,19% en El Chocón.

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

Cachoeira Dourada, constituida en Brasil, está ubicada en el Estado de Goias al sur de Brasilia. Es propietaria de 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 de Endesa-Chile, Edegel, con una participación del 18,06%, se adjudicó el 79,36% del capital accionario de Cachoeira Dourada en una concesión a 30 años. Entre 1997 y el 2003, Endesa-Chile aumentó su participación propietaria indirecta total en Cachoeira Dourada al 92,51% y su 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 655 MW. Su central Pehuenche de 566 MW entró en operación en 1991, su central Curillín 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 2004. Pehuenche está constituida en Chile.

Pangue S.A. (Pangue)

Pangue fue creada para construir y operar la central hidroeléctrica de capacidad instalada de 462 MW en el río Bío-Bío. La primera unidad entró en operación el 31 de Octubre de 1996, mientras que la segunda unidad comenzó a

operar el 3 de febrero de 1997. Endesa-Chile tiene el 94,98% del capital social de Pangué al 31 de diciembre del 2004. Pangué está constituida en Chile.

Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (Celta)

Celta está constituida en Chile y fue formada en noviembre del 1995 para construir y operar una central térmica a carbón de 181,8 MW en el SING. Endesa-Chile es propietaria del 100% de la filial Celta.

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

San Isidro se constituyó en Chile en febrero del 1996 para construir y operar una central térmica de ciclo combinado de 379 MW en Quillota en la Quinta Región. La planta comenzó sus operaciones comerciales en octubre de 1998 y se construyó una línea de transmisión de 9 kilómetros para conectar esta central térmica al SIC. La propietaria de este sistema de transmisión es la empresa Transquillota Ltda., en la cual San Isidro tiene una participación de 50%. Endesa-Chile tiene una participación propietaria del 75% en San Isidro. El resto de las acciones son de 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. EndesaChile es propietaria 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 las acciones. Al mes de diciembre del 2004, la capacidad instalada total de Emgesa alcanza los 2.068,6 MW. Tanto Endesa-Chile como Compañía Eléctrica Conosur tienen un porcentaje adicional de 0,05% de Capital de Energía S.A. Al 31 de diciembre del 2004, la participación propietaria indirecta de Endesa-Chile en Emgesa fue el 22,4%. Emgesa fue constituida en Colombia.

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

Betania es una central de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada de 540 MW y se encuentra ubicada en el cruce de los ríos Magdalena y Yaguará, en el sudoeste de Colombia. En diciembre de 1996, un consorcio conformado por Endesa-Chile, con una participación del 75%, y la empresa colombiana Corfivalle, con el 25% restante de la participación, se adjudicó el 99,9% del capital social en Betania. En 1999, posterior a un aumento de capital en la que Corfivalle no participó, la participación económica de EndesaChile en Betania subió al 85,6%. Al 31 de diciembre del 2004, la participación económica de Endesa-Chile en Betania fue el 85,62%.

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 966,6 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 2004, Endesa-Chile tenía una participación propietaria indirecta de 37,9% en esta filial. Endesa-Chile tiene una

participación con derecho de voto de 63,56% 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 operación en abril de 1997, mientras que la sección Santiago-Malloco comenzó a operar 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 propietaria indirecta en CEMSA del 45%. El otro accionista de CEMSA es Endesa-España. 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 Estado brasileño. Por medio de sus filiales CTM y TESA, CIEN posee y opera el lado argentino de ambas líneas. Endesa-Chile tiene una participación propietaria indirecta del 45% en 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 la propietaria 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 propietaria 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 la propietaria 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 propietaria 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 de Chile, especialmente a las centrales de ciclo combinado San Isidro y Nehuenco en Quillota. La participación indirecta y directa de Endesa-Chile en esta compañía es el 42,5%. Los otros accionistas son Colbún S.A. y Enap.

GasAtacama S.A. (GasAtacama)

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

Gasoducto Atacama Chile S.A. (Gasoducto Atacama)

Gasoducto Atacama fue creada de conformidad a las leyes de Chile con el fin de transportar gas natural tanto dentro de Chile como en el exterior, incluyendo la construcción e instalación de tuberías y cualquier otra actividad relacionada. La compañía es dueña del lado chileno del gasoducto de gas natural con una capacidad de transporte diario de hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas desde el norte de Argentina hasta Mejillones en Chile; la compañía comenzó a suministrar gas al SING en julio de 1999 y también es propietaria de un tramo de dicho gasoducto que va desde Mejillones a 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 propietaria indirecta del 50% en 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 propietaria indirecta del 50% en 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	INFRAESTRUCTURA (1)
Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú	Chile	Chile
Central Costanera 64,26%	Cachoeira 92,51%	Pehuenche 92,65%	Emgesa 22,42%	Edegel 37,90%	Ingendesa 97,64%	Túnel El Melón 99,95%
Hidroeléctrica El Chocón 47,44%		Pangue 94,98% (2) Celta 100% San Isidro 75%	Betania 85,62%			
Compañías coligadas (todos los segmentos comerciales)						
CEMSA 45%	CIEN 45%	GasAtacama Generación 50%				
CTM 45%		Electrogas 42,5%				
TESA 45%		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.

Continuamente evaluamos oportunidades de reorganización de nuestros activos con el propósito de optimizar aspectos operacionales, financieros y tributarios. En la actualidad esperamos realizar dos transacciones de esa naturaleza; a saber, la reorganización de nuestras propiedades en Brasil y Perú.

Los objetivos del proyecto brasileño, aprobado por el Directorio de Endesa-Chile el 31 de mayo del 2005 y por la casa matriz, Enersis, el 24 de mayo del 2005, consisten en simplificar la estructura accionaria de los activos al convertirlos todos en filiales de un holding brasileño, Endesa-Brasil S.A. ("Endesa Brasil"), y ampliar el acceso al financiamiento con terceros (incluyendo los mercados de capital nacionales), mejorar el posicionamiento para mayores oportunidades de crecimiento, alcanzar mayor estabilidad para los flujos de caja y generar sinergias operacionales.

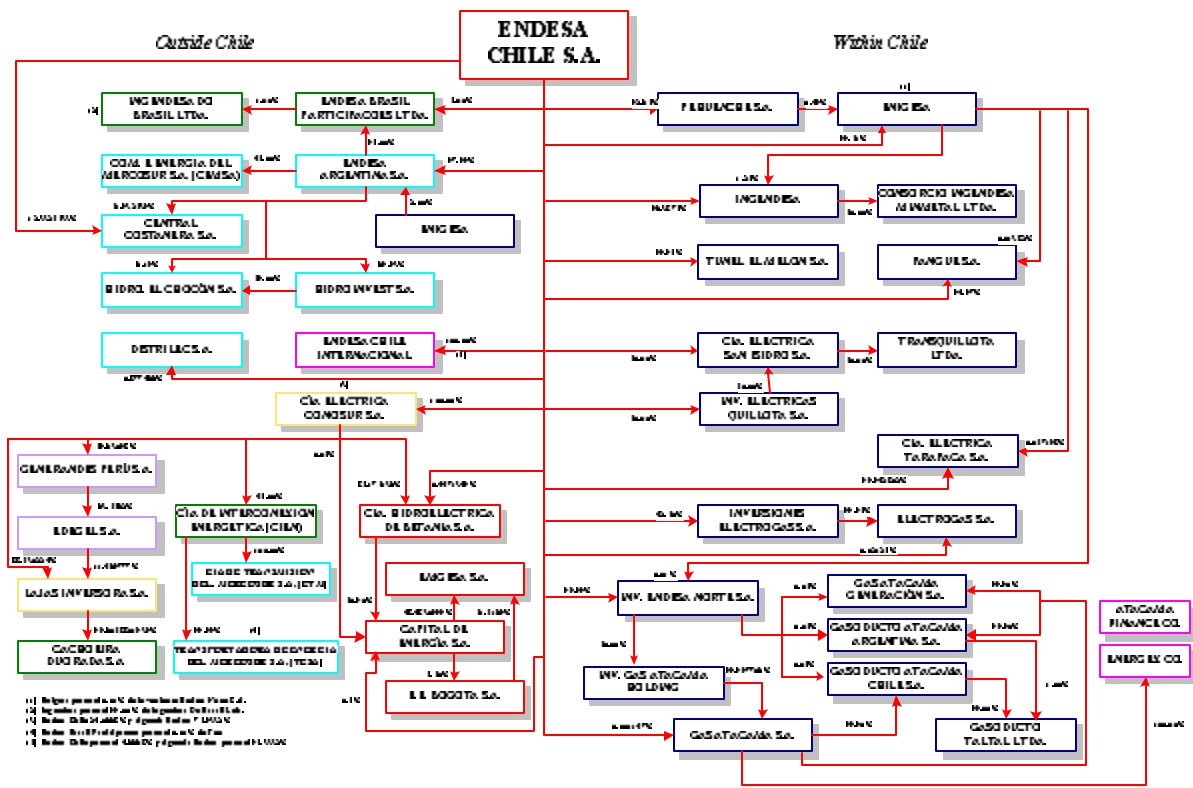
La participación total de Endesa-Chile en Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. ("CDSA") y en Companhia de Interconexão Energética S.A. ("CIEN") se transferirá a esta nueva entidad, traduciéndose en una participación de aproximadamente un 33,6% para Endesa-Chile en Endesa Brasil. La participación de Endesa Internacional y Chilectra sería el 23,7% y 19,2%, respectivamente. Enersis, por sí sólo, tendría una participación del 23,5%. Dado que Enersis tiene una participación en Endesa-Chile y en Chilectra, Enersis tendría el control mayoritario en Endesa Brasil y consolidaría esa compañía. El valor libro acumulado al 31 de diciembre del 2004 de las acciones que se esperan contribuir a Endesa-Brasil fue R\$3,575 millones (o U.S.\$1.400 millones a los tipos de cambios del fin del ejercicio). La finalización de la reorganización brasileña queda sujeta a las aprobaciones regulatorias en Brasil.

Un acuerdo de inversión normará la manera en que se celebrará la programación de las contribuciones de capital además de los derechos y obligaciones de cada uno de los Accionistas Contribuyentes, que son: nosotros, Enersis (nuestra casa matriz), Endesa Internacional (la casa matriz de Enersis) y Chilectra.

El objetivo del proyecto peruano es alcanzar sinergias de generación a través de la fusión de Edegel y Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. ("Etevensa"), una generadora termoeléctrica de 500 MW en la que Endesa-España es dueña del 60%. Ambos proyectos se están evaluando y, a la fecha del presente informe anual, no se ha llegado a ningún acuerdo ni decisión en lo que a su desarrollo se refiere.

No se puede asegurar la realización de ninguno de estos proyectos ni que al final alcanzarán los objetivos esperados que se detallan arriba.

La tabla que aparece a continuación demuestra la participación directa e indirecta de Endesa-Chile en cada compañía dentro y fuera de Chile:



D. Propiedad, centrales y equipos

Descripción de propiedad y seguros

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

Más del 95% de los ingresos de Endesa-Chile se derivan de la venta de electricidad producida por sus centrales de generación eléctrica. Los daños importantes incurridos en una o más de una de las principales centrales de generación eléctrica de Endesa-Chile o la interrupción de la producción de electricidad, sea producto de terremotos, inundaciones, actividad volcánica u otra causa, tendrían efectos significativos adversos en las operaciones de Endesa-Chile. Por tanto, Endesa-Chile asegura todas sus centrales de generación eléctrica contra terremotos, incendios, inundaciones y otras ocurrencias similares y contra daños ocasionados a raíz de acciones de terceros. Dicho seguro se basa en el avalúo de las instalaciones según lo determinado de vez en cuando por parte de un tasador independiente. Sin embargo, sobre la base de los estudios geológicos, hidrológicos y de ingeniería realizados, la administración de Endesa-Chile opina que el riesgo de un evento de este tipo es remoto. De conformidad con las pólizas de seguro de Endesa-Chile, 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 24 centrales de generación eléctrica detalladas a continuación. 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 EndesaChile.

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

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

País/compañía	Nombre de la central	Tipo de central (5)	2002	2003	2004
				MW(1)	
Argentina					
Central Costanera S.A.....	Total		2.302	2.302	2.303
	Costanera Turbina a vapor	vapor / gas natural + fuel oil	1.131	1.131	1.131
	Costanera Ciclo combinado II	ciclo combinado / gas natural + combustible diesel	851	851	852
	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
	Chocón	de embalse	1.200	1.200	1.200
	Arroyito	de pasada	120	120	120
Capacidad total en Argentina.....			3.622	3.622	3.623
Brasil					
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.....	Cachoeira Dourada	de pasada	658	658	658
Capacidad total en Brasil.....			658	658	658
Chile(2)					
Endesa-Chile S.A.....	Total		2.212	2.040	2.754
	Hidroeléctrica		1.737	1.565	2.254
	Canutillar	de embalse	172	-	-
	Rapel	de embalse	377	377	377
	Cipreses	de embalse	106	106	106
	El Toro	de embalse	450	450	450

País/compañía	Nombre de la central	Tipo de central (5)	2002	2003	2004
				MW(1)	
	Los Molles	de pasada	18	18	18
	Sauzal (6)	de pasada	90	90	77
	Sauzalito	de pasada			12
	Isla	de pasada	68	68	68
	Antuco	de pasada	320	320	320
	Abanico	de pasada	136	136	136
	Ralco	de embalse	-	-	690
	Térmica		475	475	500
	Huasco	vapor / carbón	16	16	16
	Bocamina	vapor / carbón	128	128	128
	Diego de Almagro(7)	gas / petróleo diesel	24	24	47
	Huasco	gas / petróleo IFO 180	64	64	64
	Taltal	gas / gas natural	243	243	245
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.....	Total		695	695	695
	Pehuenche	de embalse	566	566	566
	Curillinque	de pasada	89	89	89
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	Loma Alta	de pasada	40	40	40
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.....	Pangue	de embalse	467	467	467
	San Isidro	ciclo combinado / gas natural + petróleo diesel	379	379	379
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.....	Total		182	182	182
	Tarapacá	vapor / carbón	158	158	158
	Tarapacá	gas / petróleo diesel	24	24	24
Capacidad total en Chile.....			3.935	3.763	4.477
Colombia(3)					
Emgesa S.A. E.S.P.....	Total		2.194	2.049	2.069
	Guavio	de embalse	1.150	1.150	1.150
	Cadena Vieja	de pasada	241		
	Paraíso(8)	de embalse	580	600	276
	La Guaca	de pasada (9)			324
	Termozipa	vapor / carbón	223	223	223
	Plantas menores	de pasada	-	76	96
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.....	Betania	de embalse			
			540	540	540
Capacidad total en Colombia.....			2.734	2.589	2.609
Perú(4)					
Edegel S.A.	Total		1.003	967	967
	Huínco	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	228	227
Capacidad total en Perú.....			1.003	967	967
Total Endesa-Chile.....			11.952	11.599	12.333

- (1) La capacidad instalada total definida como la máxima capacidad de MW de las unidades generadoras, bajo condiciones y características técnicas específicas
- (2) La central Canutillar se vendió en abril del 2003.
- (3) La central Cadena Vieja de Emgesa (Cadena Casalaco) suspendió 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 plantas menores se registraron con una capacidad total de 96 MW.
- (4) El 31 de julio del 2003 se suspendieron 35,9 MW de la central Santa Rosa, dejando una capacidad de 227 MW.
- (5) Los términos “de embalse” y “de pasada” se refieren a centrales hidroeléctricas que utilizan un embalse o un río, respectivamente, para mover las turbinas que generan la electricidad.
El término “vapor” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, el carbón, el diesel o el fuel oil para producir el vapor que mueve las turbinas que generan la electricidad.
El término “gas” (TG) o “ciclo abierto” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural o el diesel para producir el gas que mueve las turbinas que generan la electricidad.
El término “ciclo combinado” se refiere a la tecnología de una central térmica que utiliza el gas natural, el diesel o el fuel oil para producir el gas que mueve las turbinas que generan la electricidad y que después recuperan el gas que escapa de este proceso para generar el vapor que mueve otra turbina.
- (6) Los MW de Sauzalito se incluyeron en las cifras de Sauzal en el 2002 y el 2003.

- (7) Incluye la central Diego de Almagro (23 MW) adicional a partir del 2004 que Endesa-Chile alquila a Codelco desde el 2001.
- (8) Los MW de La Guaca se incluyeron en las cifras de El Paraíso en el 2002 y el 2003.
- (9) Opera en serie con El Paraíso

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

Aspectos medioambientales

La industria eléctrica está sujeta a extensos reglamentos ambientales que requieren la confección de estudios de impacto ambiental para obtener la aprobación de proyectos futuros. Las filiales de Endesa-Chile han incluido siempre los reglamentos ambientales de las distintas jurisdicciones en las que operan en la planificación de sus proyectos de inversión.

Durante el 2000, Endesa-Chile definió, como parte de su programa ambiental, metas específicas respecto a la certificación de sus activos de generación de conformidad a la norma internacional ISO 14.001. Al mes de diciembre del 2003, la Compañía había cumplido con la certificación de un poco más del 60% de su capacidad instalada en América Latina.

Durante el 2004, Endesa-Chile continuó con el avance en el logro de ese objetivo, obteniendo la certificación de ocho centrales en Perú, seis en Chile y dos en Colombia, recibiendo la certificación de más del 86% de todos sus activos de generación, lo que representa 35 de sus 46 instalaciones generadoras que produjeron el 68% de la generación eléctrica anual total de la Compañía en el 2004.

Para el año 2005, la Compañía pretende certificar siete centrales adicionales ubicadas en Brasil y Chile y con lo que espera alcanzar el 95% de la certificación total de sus activos de generación.

Proyectos de inversión

Se terminó la construcción de dos nuevos proyectos de centrales, las cuales entraron en operación en el 2004:

i) Central Ralco

Se sincronizaron las dos unidades con el Sistema Interconectado de Chile (SIC) en agosto y entraron en operación comercial en septiembre del 2004. Las pruebas realizadas verificaron que la central podría generar 690 MW en lugar de los 570 MW contemplados antes de las pruebas. El 9 de diciembre del 2004 la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) aprobó la solicitud de Endesa de operar la central a los 690 MW. Este aumento de capacidad no representa un aumento significativo en la cantidad de energía generada con respecto a los 3.100 GWh establecidos en el proyecto original.

ii) Central Tequendama

En el mes de abril, la filial Emgesa puso en marcha la central hidroeléctrica Tequendama de 19,4 MW que entrega su producción al Sistema Interconectado Nacional de Colombia. Esta central se considera una planta menor en el sistema de energía eléctrica colombiano.

Proyectos en desarrollo

i) la rehabilitación de la central Callahuanca

En el 2004 celebramos contratos para la rehabilitación de la Central Callahuanca de Edegel en Perú. Este proyecto abarca la renovación de los equipos y sistemas de control además de un aumento de capacidad de aproximadamente 7,5 MW. Se espera terminar este proyecto en el 2006.

ii) Central La Junca

El 1 de enero del 2005, Emgesa puso en marcha la central hidroeléctrica La Junca de 19,4 MW que provee su producción al Sistema Interconectado Nacional de Colombia. Esta central se considera una planta menor en el sistema de energía eléctrica colombiano.

iii) Conversión de la unidad Westinghouse de Edegel al gas natural

Este proyecto consiste en la adaptación de la turbina a gas más grande de la central Santa Rosa de Edegel para que pueda operar a gas natural. Esta unidad de 121 MW actualmente opera a petróleo diesel. Se espera terminar la transformación a mediados del 2005.

iv) Ciclo combinado en Chile

El 16 de agosto del 2004, la Comisión Regional del Medio Ambiente de la V Región (COREMA) aprobó el Estudio de Impacto Ambiental para la instalación de una unidad de ciclo combinado de 370 MW adyacente al actual ciclo combinado que posee San Isidro S.A. Endesa-Chile será la dueña absoluta de este proyecto y actualmente espera a que se determine cual es la disponibilidad del gas natural licuado para Chile.

v) Central hidroeléctrica Palmucho de Endesa

En el mes de noviembre del 2004 se presentó a CONAMA el Estudio del Impacto Ambiental para la construcción de la central hidroeléctrica Palmucho. Este proyecto consiste en la instalación de una unidad de 32 MW a la base del embalse Ralco. Esta unidad hará uso del flujo ecológico que debe pasar inmediatamente aguas abajo del muro del embalse.

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

Gravámenes mayores

La deuda de *Costanera S.A.* con la Mitsubishi Corporation se utilizó para financiar la compra de equipos. Al 31 de diciembre del 2004, el valor de los activos puesto en garantía para esta deuda se sumó a Ch\$20,6 millones. Adicionalmente, Costanera ha ejecutado gravámenes a favor de J.P.Morgan e ING con el fin de garantizar un crédito sindicado por la suma de Ch\$29 mil millones al 31 de diciembre del 2004.

Pangue S.A. ejecutó los siguientes gravámenes e hipotecas: (1) la primera hipoteca de los derechos de agua y la propiedad donde se ubica la central; (2) un gravamen sobre las líneas eléctricas, la maquinaria y los equipos de la central; y (3) la prohibición de la venta, enajenación o gravamen de dichos activos, incluyendo la concesión definitiva para establecer la central Pangue. El valor de los equipos puestos en prenda fue Ch\$88,4 mil millones al 30 de diciembre del 2004. Estos gravámenes y prohibiciones garantizan las obligaciones de Pangue S.A. ante los prestamistas del proyecto: Skandinaviska Enskilda Banken, Export Development Corporation y Kreditanstalt für Wiederaufbau.

San Isidro ejecutó un gravamen en conexión con los equipos entregados por Mitsubishi Corporation cuyo valor se sumó a Ch\$84,1 mil millones al 31 de diciembre del 2004.

Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos

A. Resultados operacionales

General

Se debería leer el análisis a continuación en conjunto con nuestros estados financieros consolidados auditados según se incluyen en el Ítem 18 del presente informe anual y los "Datos financieros y operacionales consolidados seleccionados" incluidos en el Ítem 3 del presente documento. Nuestros estados financieros consolidados se preparan de acuerdo al GAAP chileno que difiere en algunos aspectos importantes del GAAP US. Véase la Nota 33 a nuestros estados financieros consolidados auditados incluidos en el Ítem 18 del presente documento

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

Endesa-Chile posee y opera compañías de generación eléctrica en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Los ingresos y flujos de caja provienen principalmente de la actividad de generación eléctrica de Endesa-Chile misma y nuestras filiales y compañía coligadas que operan en estos cinco países. Para los ejercicios terminados al 31

de diciembre del 2002, el 2003 y el 2004, los ingresos no relacionados con la generación representaron el 4%, 3% y 3%, respectivamente, de todos los ingresos consolidados.

Los factores tales y como las condiciones hidrológicas, los desarrollos reglamentarios, las acciones extraordinarias realizadas por las autoridades estatales y las condiciones económicas, incluyendo la tasa de crecimiento, la inflación y los tipos de cambio, en cada uno de los países en los cuales operamos, constituyen factores importantes a la hora de determinar nuestros resultados financieros. Además, nuestros resultados operacionales y la posición financiera que informamos son afectados considerablemente por el Boletín Técnico N°64 del GAAP chileno, “La contabilidad para las inversiones extranjeras permanentes” que se relaciona con la consolidación de los resultados de nuestras empresas fuera de Chile – además de otras políticas contables críticas.

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

a. Condiciones hidrológicas

En lo que se refiere a la capacidad instalada, desde el 2002 hasta el 2004, aproximadamente el 70% de la capacidad instalada total de Endesa-Chile fue hidroeléctrica. La capacidad hidroeléctrica consolidada fue 8.127 MW al mes de diciembre del 2002 y 7.810 MW al mes de diciembre del 2003, cuya reducción se explica mediante la venta de la Central Canutillar en Chile en el 2003 (Véase el Ítem 4 “Historia de la Compañía” para obtener detalles de la venta de Canutillar) y 8.518 MW a fines del 2004 producto de la puesta en marcha de las operaciones de Ralco (Véase el Ítem 4 “Proyectos de inversión” para los detalles de la puesta en marcha de Ralco) en Chile, que no entró en operación completamente hasta fines de septiembre. En consecuencia, al 31 de diciembre del 2004, el 69% de nuestra capacidad de generación dependía de las condiciones hidrológicas existentes en los países en los cuales operamos, aunque solamente las condiciones hidrológicas extremas tienen un impacto significativo en los resultados operacionales y la condición financiera de la Compañía. Las condiciones hidrológicas para el período comprendido entre el 2002 y el 2004 no han ocasionado cambios importantes en la condición financiera ni en los resultados operacionales de Endesa-Chile.

La generación hidroeléctrica fue 34.304 GWh en el 2002, 35.035 GWh en el 2003 y 34.858 GWh en el 2004. El resultado de explotación total fue Ch\$358,4 mil millones en el 2002, Ch\$347,0 mil millones en el 2003 y Ch\$369,0 mil millones en el 2004. La reducción en el resultado de explotación en el 2003 no se debe a la hidrología sino a la venta de Infraestructura Dos Mil (Véase el Ítem 4. “Historia y desarrollo de la Compañía” para detalles), que representó un margen de explotación de Ch\$8,5 mil millones en el 2002, y el impacto de la apreciación del tipo de cambio del peso chileno frente al dólar US.

En Endesa-Chile podemos compensar el efecto en las ventas físicas y monetarias que tiene una hidrología baja (los niveles de los embalses, la pluviosidad y la nieve) en las áreas geográficas donde se encuentran nuestras centrales, con las compras de electricidad y la generación térmica. La capacidad térmica que posee la Compañía y su capacidad de adquirir electricidad de otras generadoras, dado el marco regulatorio de la industria en los países donde operamos, permiten que Endesa-Chile aumente su generación térmica y/o compre electricidad de otros actores de la industria con el fin de mantener el nivel de compras físicas cuando las condiciones hidrológicas ocasionan una reducción en la generación hidroeléctrica. Además, ante una hidrología baja, por lo general el precio de mercado de la electricidad reacciona mediante un aumento, dados la estructura de la industria y el porcentaje de la capacidad de generación hidroeléctrica en los países donde operamos. Por ende, una hidrología baja puede conllevar mayores ingresos (dependiendo de la ponderación de todos los efectos).

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

En consecuencia, el impacto que tiene una hidrología baja en los resultados operacionales depende de la sensibilidad o la reacción del precio de electricidad de la Compañía en el mercado, de la gravedad del impacto de las condiciones hidrológicas en la generación hidroeléctrica de la Compañía, del costo de la generación térmica de la Compañía y de la necesidad de realizar compras de energía. El efecto en los precios de mercado puede compensar

en parte o por completo (según las condiciones de todos los factores de mercado pertinentes) el mayor costo de ventas, lo que acarrea un impacto no significativo en los resultados operacionales. La generación térmica fue 6.456 GWh en el 2002, 7.591 GWh en el 2003 y 12.508 GWh en el 2004. Los gastos de combustibles totales alcanzaron los Ch\$45,7 mil millones en el 2002, Ch\$49,5 mil millones en el 2003 y Ch\$119,2 mil millones en el 2004. Las compras de energía llegaron a los 8.321 GWh en el 2002, 8.397 GWh en el 2003 y 6.474 GWh en el 2004 y el costo de las compras de energía fue Ch\$84,6 mil millones en el 2002, Ch\$97,7 mil millones en el 2003 y Ch\$102,3 mil millones en el 2004.

Una sequía extrema en el sureste de Brasil en el 2001 tuvo un impacto importante en los resultados operacionales de Cachoeira Dourada en el 2002, aunque su efecto en los resultados operacionales de Endesa-Chile no fue importante, dada la participación porcentual de las operaciones de Cachoeira en las operaciones consolidadas totales de Endesa-Chile. La generación física de Cachoeira alcanzó los 2.467 GWh en el 2002 con respecto a los 3.024 GWh en el 2003 y los 3.262 GWh en el 2004. Las compras de energía sumaron los 1.125 GWh en el 2002 con respecto a los 745 en el 2003 y los 640 en el 2004, lo que se compensó en parte con una generación menor. El resultado de explotación de Cachoeira Dourada disminuyó en un 39,2%, producto de un volumen de ventas menor generado por el menor nivel de generación y las restricciones estatales impuestas al consumo de energía de los clientes, además de las compras de energía mayores asociadas a la recuperación de los embalses después de la sequía prolongada.

b. Desarrollos reglamentarios

La estructura reglamentaria que rige la industria eléctrica en los países donde operamos, incluyendo los modelos para fijar los precios de los clientes regulados, constituye un factor importante que puede tener un impacto significativo en nuestros resultados operacionales. Desde el 2002 hasta el 2004, se ha entregado aproximadamente el 40% del volumen de ventas total de Endesa-Chile a clientes regulados.

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

Los mercados de electricidad en los cuales operamos, con la excepción del mercado argentino, incorporaron en los precios de energía del 2003 y el 2004 la nueva realidad del escenario internacional y local del combustible, la mayor demanda de energía y las condiciones de la oferta de electricidad

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

En Chile, durante el primer trimestre del 2004, la aprobación de la Ley Corta (Véase el Ítem 4.B “Generación de electricidad en Chile – Estructura industrial y marco regulatorio regulatorio” para mayor información de la Ley Corta) modificó el marco regulatorio regulatorio de la siguiente manera:

- Redujo la banda del precio de nudo regulado del 10% de los precios de contrato no regulados al 5% de los precios de contrato no regulados. Al considerar los cambios importantes materializados en el escenario del gas natural en Chile, además de los precios internacionales de los combustibles, el marco regulatorio regulatorio que regía las tarifas se hubiese traducido en mayores aumentos del precio de nudo durante el 2004, puesto que los contratos no regulados con clientes libres consisten en contratos de largo plazo y no reaccionan a los cambios en el corto plazo. Las ventas a los clientes regulados en Chile representaron el 51%, 53% y 56% de las ventas físicas totales de la Compañía en el 2002, 2003 y 2004, respectivamente.
- Cambió la metodología de tarificación según se relaciona con los gastos de peajes de transmisión en la industria eléctrica, aumentando así el porcentaje del costo que asumen los clientes finales y reduciendo el porcentaje que pagan las generadoras. En la actualidad las autoridades evalúan la forma mediante la cual se pueden aplicar los cambios aprobados pero hasta la fecha no han tomado ninguna decisión final.

- Redujo el límite del consumo eléctrico de los clientes no regulados, ocasionando así un aumento potencial en el número de clientes no regulados. Si bien se aprobó esta modificación no entra en vigor sino hasta el 2006 y por lo tanto no ha tenido ningún impacto en la condición financiera de la Compañía durante el período abordado en el presente informe.

Durante el mes de junio del 2004, el Ministerio de Economía hizo pública la Resolución 35 que aumentó la cantidad de horas que se consideran horas de pérdida de carga que se utilizan para determinar la capacidad de cada compañía eléctrica que suministra energía durante las horas de punta. Este cambio implicó el registro en los libros de contabilidad de una provisión de gastos por una suma de Ch\$ 2,5 mil millones en el 2004 que afectó los resultados operacionales y el registro de una provisión de gastos fuera de explotación de Ch\$14,5 mil millones relacionados con la renegociación de gastos para los años 2000 al 2003. El 21 de enero del 2005, Endesa-Chile anunció que la Compañía entregaría los pagos derivados de la renegociación, aunque la Compañía no dio a entender que estaba de acuerdo con ellos, y reserva el derecho de tomar acciones legales para impugnar esta resolución.

En el 2004 se definió en Brasil un nuevo marco regulatorioregulatorio y en el mes de julio de ese mismo año el Decreto 5163-2004 estableció el nuevo marco regulatorioregulatorio para el sector eléctrico que afecta, en particular, la comercialización de la electricidad y el proceso de concesiones para la entrada de nuevas centrales generadoras. Dicho marco nuevo separa las formas de celebrar contratos entre los contratos libres y los contratos regulados de mercado y establece que las distribuidoras realizarán sus compras mediante concesiones organizadas por las entidades del Estado. La oferta de la generación de electricidad para estas concesiones se dividió entre la energía existente y la nueva energía (las centrales que comienzan a suministrar energía en el año 2009). Estas licitaciones constituyen la única forma de vender energía a las distribuidoras. La primera licitación para energía existente se celebró el 9 de diciembre y asignó un promedio de 17.008 MW a las distribuidoras para el período comprendido entre el 2005 y el 2006. El precio de venta promedio fue R\$57,5 por MWh para las ventas del período del 2005 al 2006, R\$67,3 por MWh del período 2006-2007 y R\$75,5 por MWh del período 2007-2008. Las condiciones del contrato de Cachoeira Dourada con su cliente principal, CELG, no se han visto afectadas por este cambio reglamentario. Los resultados operacionales de Cachoeira Dourada para el período comprendido en el presente informe no sufrieron cambios producto de esta modificación reglamentaria.

En Brasil, una sequía profunda durante el 2001 y el primer trimestre del 2002 hizo que el Estado impusiera restricciones que limitaron el consumo de electricidad en ciertas provincias donde opera la filial Cachoeira Dourada. El resultado de estas restricciones limitó la compensación potencial de los ingresos provenientes de las compras de electricidad y Cachoeira Dourada sufrió una reducción de sus ingresos, aunque la misma no afectó en gran medida los resultados operacionales de Endesa-Chile dada el porcentaje relativo que representa Cachoeira Dourada en las cifras consolidadas.

En el mes de diciembre del 2004 el Congreso en Perú aprobó un proyecto de ley (Ley 28447) que modifica algunas cláusulas de la Ley de Concesiones Eléctricas. En virtud del nuevo proyecto de ley, el horizonte para calcular el precio de la generación de electricidad se ha cambiado de cuatro a tres años (los próximos 24 y los 12 meses anteriores a la fecha del cálculo). La OSINERG fijará los precios de barra con una frecuencia anual en lugar de semi anual. Dicho cambio reglamentario no tuvo un impacto sustancial en los resultados de Edegel del 2002 al 2004.

Como consecuencia del entorno energético en el 2004 en que protagonizaron una hidrología relativamente baja y unos bajos precios internacionales para los combustibles, durante el primer trimestre del 2004 el Gobierno exigió que las generadoras privadas entregasen el suministro a las distribuidoras sin contratos al precio de barra regulado, lo que era significativamente menor que el precio alternativo que era el de mercado spot. Las ventas totales de electricidad de la Compañía a los clientes regulados en Perú se han mantenido estables alrededor de un tercio de las ventas totales. Los precios del mercado spot desde el mes de mayo del 2004 hasta el mes de septiembre del 2004 alcanzaron 5 veces el precio regulado. En el mes de diciembre del 2004, las generadoras en Perú acordaron que volverían a suministrar electricidad a las distribuidoras sin contrato al precio regulado que se fijó en noviembre del 2004.

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

- En enero del 2002 se aprobó la Ley de Emergencia Económica. El peso argentino sufrió una devaluación frente al dólar estadounidense de Ar\$1,00 por U.S.\$1,00 a Ar\$3,37 por U.S.\$1,00. Anterior al 2002, el peso argentino estaba indexado al valor del dólar US a una tasa de 1 peso argentino por 1 dólar US. En términos históricos, los precios de la electricidad se expresaban en dólares US a un tipo de cambio de Ar\$1 por U.S.\$1. Posterior a la devaluación, el Estado argentino realizó la conversión de los precios de electricidad a pesos argentinos al tipo de cambio antiguo de Ar\$1 a U.S.\$1. Producto de esta devaluación y el tipo de cambio de conversión de precios dictado por el Gobierno argentino, la equivalencia en dólares US de los ingresos argentinos de la Compañía sufrió una reducción importante.
- El Estado continúa adoptando resoluciones para interferir en las reacciones impulsadas por el mercado de la industria (Véase el Ítem 4. “Información de la Compañía – Generación de electricidad en Argentina” para mayor información). Estas resoluciones han afectado el comportamiento de la industria en su totalidad al afectar los precios spot, las condiciones contractuales, la oferta y los precios de los combustibles, las cuentas por cobrar, entre otros. En el 2001, antes de la adopción de dichas resoluciones, los ingresos de la Compañía en Argentina ascendían a los Ch\$235,8 mil millones. Ahora bien, después de su adopción, los ingresos sumaron los Ch\$101,6 mil millones en el 2002, los Ch\$114,1 mil millones en el 2003 y los Ch\$148,3 mil millones en el 2004. En el 2004 la Autoridad inició un proceso para ajustar el precio del gas natural en su mercado local y ha incorporado dichos ajustes al cálculo del precio mayorista de la electricidad pero no ha declarado el precio libre para que pueda ajustarse de acuerdo con el modelo de precios del marco regulatorio.

c. Condiciones económicas

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

• El crecimiento económico y la demanda de electricidad

Las economías de cada uno de los países en los cuales operamos siguieron con un ritmo de crecimiento en el 2004, que ha contribuido positivamente a los resultados operacionales de la Compañía mediante un aumento de la demanda de electricidad. El crecimiento del PIB en el 2003 y el 2004 fue el 5,5% y 8,3% en Argentina; 0,1% y 5,0% en Brasil; 3,7% y 6,1% en Chile; 3,2% y 3,5% en Colombia y 4,0 y 5,1% en Perú. La tasa de crecimiento de la demanda de electricidad por país en el 2003 y el 2004 alcanzó el 8% y 6,8% en Argentina; 6,6% y 5,4% en Brasil; 6,6% y 8,0% en Chile; 3,2% y 2,7% en Colombia; y 5,6% y 5,9% en Perú. Esta mayor demanda ha posibilitado un aumento de las ventas de la Compañía de los 48.629 GWh en el 2002 a los 50.634 en el 2003 y los 53.443 en el 2004, aumentando así en un 4,1% en el 2003 y un 5,5% en el 2004.

En el 2002 el crecimiento económico medido en términos del PIB fue menos 10,9% en Argentina; 1,9% en Brasil, 2,1%, en Chile; 1,5% en Colombia; y 5,2% en Perú. La inestabilidad económica experimentada en Argentina en el 2002 ocasionó una reducción del 11% en el PIB del país además de una reducción del 1,8% en la demanda de electricidad. Dicha disminución en la demanda de electricidad tuvo un impacto sustancial en las ventas físicas de electricidad de nuestras filiales argentinas, traduciéndose en una reducción de 12.988 GWh en el 2001 a 7.897 en el 2002.

	2002		2003		2004	
	PIB (%)	Demanda de electricidad (%)	PIB (%)	Demanda de electricidad (%)	PIB (%)	Demanda de electricidad (%)
Chile.....	2,1	4,0	3,7	6,6	6,1	8,0
Argentina.....	(10,9)	(1,8)	5,5	8,0	9,0	6,8
Colombia.....	1,5	3,3	3,2	3,2	3,8	2,7
Brasil.....	1,9	5,2	0,1	6,6	5,2	5,4
Perú.....	5,2	6,5	4,0	5,6	5,1	5,9

- **Tipo de cambio de monedas locales**

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

El endeudamiento consolidado total de Endesa-Chile al 31 de diciembre del 2004 fue U.S.\$4.124 millones, de los cuales U.S.\$2.922 millones o el 71% se denominaba en dólares estadounidenses y U.S.\$586 millones en pesos chilenos. Además del dólar US y el peso chileno, al 31 de diciembre del 2004 nuestro endeudamiento consolidado denominaba en divisa extranjera incluyó lo equivalente a U.S.\$13 millones en reales brasileños, U.S.\$471 millones en pesos colombianos, U.S.\$110 millones en soles peruanos y U.S.\$21 millones en pesos argentinos.

Para el período de doce meses que termina el 31 de diciembre del 2004, nuestros ingresos alcanzaron los U.S.\$1.853 millones, el 22% de los cuales estaba denominado en el dólar estadounidense y el 42% se vinculaba de alguna manera con esa misma divisa. Por otra parte, lo equivalente a U.S.\$78 millones se encontraba en pesos chilenos, U.S.\$71 millones en reales brasileños, U.S.\$249 millones en pesos colombianos, U.S.\$208 millones en pesos argentinos y U.S.\$75 millones en soles peruanos.

Los tipos de cambio de monedas locales registrados al final del ejercicio con respecto al dólar estadounidense para los años 2002, 2003 y 2004 en cada país en lo cual operamos, se tradujeron en una apreciación para el 2003 y el 2004, respectivamente, del 12% y el 1% en Argentina; 18% y 8% en Brasil; 17% y 6% en Chile; 4% y 14% en Colombia; y 1% y 5% en Perú. El impacto del tipo de cambio de monedas locales frente al dólar US se puede revertir a través de la aplicación del Boletín Técnico 64 al convertir los estados financieros de las filiales expresados en las monedas locales al peso chileno para el proceso de la consolidación.

d. Boletín Técnico N° 64 y otras políticas contables críticas

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, que se preparan en el GAAP local y se denominan en la moneda local, con los resultados financieros de su compañía matriz chilena, los cuales se preparan en 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 operacionales. En particular, si las variaciones cambiarias son significativas pueden tener un impacto sustancial en los montos de los ingresos y gastos de explotación informados en los estados financieros consolidados de la Compañía en 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. Se refiere a la ganancia o la pérdida que ocasiona la conversión del balance como el “efecto de la conversión”. Con el fin de convertir al dólar 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, además de 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 posición financiera presentada el efecto en los activos no monetarios que tiene la devaluación en los países en los cuales nuestras filiales e inversiones están ubicadas. 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.

Al recalcular en dólares US los ingresos contables que se incluyen en los resultados operacionales como consecuencia de la devaluación del peso argentino, estos alcanzaron aproximadamente los US 2,5 millones netos del interés minoritario para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2002 expresados al valor del dólar del 31 de diciembre del 2002. El efecto de haber recalculado el peso argentino en el dólar US ocasionó una pérdida neta de U.S.\$ 0,1 millones para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2003 y una utilidad neta de U.S.\$ 0,01 millones para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2004. A la fecha de la publicación de los estados financieros consolidados del año 2002, había incertidumbre con respecto a los cambios futuros que pudiesen ocurrir en Argentina. Según se establece en el GAAP chileno, suponíamos la conversión de los activos y pasivos monetarios y de los ingresos y gastos argentinos al dólar US a un tipo de cambio de 3,37 pesos argentinos al 31 de diciembre del 2002. Esta estimación contable nos exigía hacer ciertos supuestos relacionados con eventos futuros muy poco ciertos en ese momento, ya que no se sabía cuál era el tipo de cambio futuro del peso argentino al dólar US; sin embargo, el tipo de cambio se ha estabilizado desde esa fecha. Nuestras inversiones en Argentina representan el 12,49%, el 12,77% y el 11,81% de los activos totales al 31 de diciembre del 2002, 2003 y 2004 y el 10,46%, el 12,09% y el 14,36% de los ingresos totales y el 3,64%, el 9,55% y el 9,32% del resultado de explotación total para los años que terminan al 31 de diciembre del 2002, 2003 y 2004, respectivamente.

Adicionalmente, la devaluación importante en el 2002 del 53% del real brasileño que pasó de R\$2,31/U.S.\$1 al 31 de diciembre del 2001 a R\$3,53/ U.S.\$1 al 31 de diciembre del 2002, tuvo un efecto negativo en los resultados operacionales de Cachoeira Dourada, dado el impacto que tiene el Boletín Técnico 64 en las cifras de las filiales extranjeras.

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 de las monedas de los países en los cuales operamos vis-à-vis el dólar US han impactado sustancialmente la comparabilidad de nuestros resultados operacionales durante los períodos discutidos a continuación debido al señalado 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 denominada el ajuste de conversión acumulativo 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 33 a nuestros estados financieros consolidados para una

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

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

	GAAP chileno (en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)	GAAP U.S.
Utilidad neta (pérdida) para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del:		
2002.....	(9.648)	(77.510)
2003.....	80.084	74.553
2004.....	83.789	64.750
Patrimonio al 31 de diciembre del:		
2002.....	1.481.065	1.091.357
2003.....	1.529.986	1.151.491
2004.....	1.568.898	1.192.849

Políticas contables críticas que afectan los resultados operacionales

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

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 los ingresos de explotación. La suma no facturada se presenta en el activo circulante como cuentas por cobrar del giro, ya que la recolección de estas sumas es relativamente asegurada y el correspondiente costo de energía comprada o producida se incluye en los gastos de explotación. La Compañía reconoce los ingresos generados de sus actividades no principales, tales como los servicios de ingeniería y de inspección y los peajes viales, al momento en que se prestan los servicios relacionados.

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 que podrían gatillar una revisión por perjuicio son los siguientes:

- Un importante grado de desempeño desfavorable con respecto al resultado de operación histórico esperado o futuro proyectado;

- Cambios importantes de la manera en que se utilizan los activos adquiridos o la estrategia de nuestro negocio global; y
- Marcadas tendencias negativas en la industria o la economía.

Al determinar que posiblemente no se pueda recuperar el monto devengado de los activos de larga vida sobre la base de la existencia de uno o más de uno de los factores de 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 incluyen en la determinación del flujo de caja descontado puesto que dicho número guarda una estrecha relación con la vida útil de sus centrales y equipos. La vida útil de dichas centrales y equipos se puede determinar con facilidad sobre la base de las experiencias históricas y el tipo de energía que generan. Las tasas de descuento que se utilizan en el análisis 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 haber un cambio en las estimaciones en cualquier período dado. Se estiman a la luz del mercado de competencia existente en los países donde operamos los ajustes a los resultados históricos que se basan en las condiciones operacionales anticipadas y dichas condiciones se estiman a la luz del mercado de competencia existente en los países donde operamos. Cabe mencionar que estas condiciones cambian de vez en cuando, por lo que es alta la probabilidad de haber un cambio en la estimación durante cualquier período dado. En consecuencia, los flujos de caja efectivos pueden ser sustancialmente diferentes de nuestra estimación y puede que tengamos que aplicar pagos de perjuicio adicionales.

Perjuicio del menor valor de la inversión

Evaluamos el perjuicio del menor valor de la inversión de manera similar a la que se aplica a los activos de larga vida. La medición de la pérdida por perjuicio se basa en el valor recuperable de la inversión que normalmente se determina utilizando un enfoque de flujo de caja descontado y recientes transacciones en el mercado que sean comparable. Con el fin de estimar el valor recuperable, debemos hacer supuestos sobre eventos en el futuro que son altamente inciertos al momento de hacer la estimación. Los resultados de este análisis 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 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, en pesos al mes de diciembre del 2004, 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. Al 31 de diciembre de los años 2003 y 2004, la Compañía evaluó el perjuicio del menor valor de la inversión y determinó que no había ninguna señal de sufrir una pérdida potencial en cuanto al valor recuperable de las inversiones.

Impuestos a la renta y diferidos

En cumplimiento de la ley chilena, la Compañía y cada una de sus filiales calculan y pagan impuestos por separado. Estimamos nuestra exposición tributaria actual efectiva mientras evaluamos las diferencias temporales que resultan de los distintos tratados de partidas, tal como la depreciación, para fines tributarios y contables. Estas diferencias producen activos y pasivos tributarios diferidos, que se incluyen en nuestro balance consolidado. Como una disposición transitoria bajo 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. Dichos sumas de contractivos o pasivos se deben amortizar en los ingresos a lo largo de los períodos de reintegro promedio y estimados que corresponden a las diferencias temporales subyacentes con las cuales se relaciona el activo o pasivo de impuesto diferido, calculado por medio de las tasas tributarias en vigencia al momento del reintegro. De ahí, evaluamos la probabilidad de recuperar nuestros activos de impuesto diferido de los ingresos futuros sujetos a impuestos y en la medida que vemos improbable dicha recuperación, fijamos una reserva de valuación. Para poder estimar el valor realizable de los activos de impuesto diferido y los períodos de reintegro promedio de los contractivos o pasivos, debemos hacer supuestos sobre eventos futuros que son altamente inciertos al momento de la estimación. Por ejemplo, hacemos estimaciones de las ganancias futuras, incluyendo estimaciones de las tasas de interés futuras, los tipos de cambio, los aumentos de los precios de electricidad y las tendencias de costos, tales

como los impuestos y la reparación y el mantenimiento de las centrales. Los cambios aplicados al valor alcanzable estimado de los activos de impuesto diferido o los períodos de reintegro estimado y promedio de los contractivos o pasivos podrían producir una importante variación en nuestra asignación de impuestos sobre la renta de un período a otro. El pasivo neto del impuesto diferido fue Ch\$33,9 mil millones y Ch\$71,6 mil millones al 31 de diciembre de los años 2003 y 2004, 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 conformidad al 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, los índices de inflación, los costos de transmisión, entre otros. Se emplean técnicas de simulación para proyectar los niveles de consumo eléctrico en los países donde la Compañía tiene instrumentos de derivados con opcionalidad en cantidades. Mientras más alejadas en el tiempo son las estimaciones, más difícil es predecir los datos que se ingresan a los modelos y menos precisas son las estimaciones. En consecuencia, en gran medida los valores justos dependen de los supuestos que se utilicen. Además, la Compañía ajusta el valor justo de algunos de los derivados de producto básicos con el fin de reflejar los riesgos asociados al desempeño de contrapartes.

Las entidades generadoras argentinas de la Compañía tienen acceso al mercado energético de Brasil mediante un sistema de interconexión entre ambos mercados. La Compañía ha celebrado una serie de contratos de comprade energía en el lado argentino y de venta de energía en el lado brasileño con el fin de exportar la electricidad de Argentina a Brasil. Con el fin de calcular los valores justos de los contratos de compraventa de electricidad asociados a este negocio de interconexión, 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 33 (w) a los estados financieros consolidados. Por ende, la Compañía supone que la curva forward de la energía argentina constituye el único punto de referencia importante 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	
	2003	2004	2003	2004
	(en millones de Ch\$ constantes)			
Aumento (disminución).....	61.165	1.304	(18.885)	(17.120)

Los instrumentos de derivados financieros de la Compañía consisten principalmente en contratos *forwards* en dividas 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 estimación de los valores justos que se revela. El activo neto (pasivo) relacionado con los instrumentos de derivados financieros

que se registra bajo el GAAP U.S. fue Ch\$570,5 mil millones y Ch\$ (10,9) mil millones al 31 de diciembre de los años 2003 y 2004, respectivamente.

Las Notas 2(t) y 33 a nuestros estados financieros consolidados auditados abordan la política contable de la Compañía con respecto a los instrumentos de derivados.

Pasivos de los beneficios post jubilación y de pensiones

Los pasivos correspondientes a nuestro plan de beneficios post jubilación y de pensiones son significativos, y se desarrollan sobre la base de valuaciones actuarias. Dichas valuaciones contienen supuestos claves, incluyendo por ejemplo las tasas de descuentos. A la hora de seleccionar estos supuestos se requiere tomar en consideración las actuales condiciones de mercado, incluyendo los cambios en las tasas de interés. En el futuro pueden ocurrir cambios en los pasivos netos relacionados con los beneficios post jubilación y de pensiones debido a los cambios producidos por fluctuaciones en nuestro personal o en los supuestos. El pasivoneto post jubilación y de pensiones en el GAAP US fue Ch\$25,3 mil millones y Ch\$25,5 mil millones al 31 de diciembre de los años 2003 y 2004, respectivamente.

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

	Al 31 de diciembre del	
	2003	2004
	(aumento en millones de Ch\$)	
Obligación de beneficios proyectada.....	1.890	1.806

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

	Al 31 de diciembre del	
	2003	2004
	(aumento en millones de Ch\$)	
Obligación de beneficios post jubilación acumulados.....	111	601

B. Resumen de los resultados anuales

a. Resultado consolidado comparativo para el período del 2002 al 2004

Los ingresos totales en el 2004 aumentaron a los Ch\$ 1.032,7 mil millones, 9,5% más que en el 2003 después de haber sufrido una caída del 2,9 % en el 2003 con respecto al 2002. Las ventas físicas consolidadas subieron un 5,5% en el 2004 y un 4,1% en el 2003. El efecto de las mayores ventas físicas en los ingresos en el 2003 se compensó con el impacto neto de las diferencias cambiarias y el efecto importante de la apreciación de 17% del peso chileno frente al dólar US en el 2003 en los ingresos extrajeros, además de la disputa legal con el cliente principal de Cachoeira Dourada en Brasil, CELG, y la desinversión de Infraestructura 2000. En el 2004, el impacto neto de la diferencia cambiaria fue menor puesto que la apreciación del tipo de cambio peso chileno frente al dólar US fue el 6%, parcialmente compensado con la apreciación promedio de 9% del peso colombiano, que favoreció los resultados. Además, se resolvieron las diferencias legales con CELG y el precio de la electricidad en cada país, con la excepción de Argentina, reaccionó al escenario internacional del combustible y a la crisis de gas natural en Argentina, permitiendo que las mayores ventas físicas se tradujesen en mayores ingresos.

Los gastos de explotación aumentaron en un 11,5% en el 2004 después de haber sufrido una caída del 1,9% en el 2003 con respecto al 2002. La generación eléctrica subió un 11,1% en el 2004 y un 4,6% en el 2003, la generación térmica a su vez aumentó un 64,8%, o 4.917 GWh, en el 2004 y un 17,6% en el 2003, equivalente a los 1.135 GWh. Mayores gastos asociados a la mayor generación térmica en el 2003 se compensaron con el efecto de la diferencia cambiaria, incluyendo la apreciación importante del peso chileno en el 2003 en los gastos denominados en dólares en Chile. Si bien el aumento de la generación térmica en el 2004, acentuada por la crisis de gas natural en Argentina y el precio internacional del combustible alternativo, permitió disminuir las compras físicas de electricidad, se tradujo a un aumento en los costos variables de generación debido a que el efecto de la diferencia cambiaria fue menor que en el 2003.

El resultado de explotación aumentó a Ch\$ 369,0 mil millones en el 2004, comparado con Ch\$ 347,0 en el 2003 y Ch\$ 358,4 mil millones en el 2002. El impacto de la elevada demanda de electricidad, la capacidad de generación de la Compañía que permitió que la mayor demanda se tradujera en mayores volúmenes de ventas, la reacción consistente (pero rezagada) de los precios de electricidad a las condiciones de mercado, la estrategia comercial de la Compañía que determina el nivel de ventas contractuales versus ventas en el mercado spot que, del 2002 al 2004, ha reducido paulatinamente la necesidad de realizar compras de energía, el complicado escenario del combustible en el 2004 junto con las condiciones hidrológicas en los países donde operamos y las diferencias cambiarias, en su totalidad, ocasionaron una reducción del 3,2% en el resultado de explotación en el 2003 y un aumento del 6,4% en el 2004.

La utilidad neta consolidada después de impuestos y los intereses minoritarios de la Compañía alcanzaron los Ch\$ 83,8 mil millones en el 2004 con respecto a los Ch\$ 80,1 mil millones en el 2003 y una pérdida neta de Ch\$ 9,6 mil millones en el 2002. La utilidad antes de impuestos y el interés minoritario de Endesa-Chile alcanzó los Ch\$ 203,9 mil millones en el 2004 que representa un aumento del 25% con respecto al 2003, es decir un incremento de U.S.\$40,2 mil millones con respecto al año anterior. El resultado fuera de explotación tuvo un impacto positivo en la utilidad neta para el 2004 como resultado de una reducción de US \$16,7 mil millones en el gasto financiero. El impuesto sobre la renta al 31 de diciembre del 2004 sumó Ch\$ 93,4 mil millones comparado con Ch\$ 28,1 mil millones al 31 de diciembre del 2003, cuya diferencia se debe principalmente a un aumento en el impuesto diferido como resultado de los efectos de las pérdidas tributarias producidas por la devaluación del peso argentino en el 2002. La pérdida neta en el 2002 se atribuye en gran medida a la condición económica en Argentina y Brasil, lo que afectó el valor de las inversiones de Endesa-Chile en Argentina y Brasil y conllevó un castigo del menor valor de la inversión en el 2002 de Ch\$110,8 mil millones en relación a nuestras inversiones en Argentina y Brasil, que no volvió a suceder en el 2003.

C. Análisis comparativo por país de los resultados operacionales y los detalles de las cifras fuera de explotación del 2004 con respecto al 2003

Ingresos de explotación

Los ingresos de las ventas en Chile correspondieron al 45,3% y al 49,8% de nuestros ingresos consolidados en el 2004 y el 2003, respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina correspondieron al 14,4% de nuestros ingresos consolidados en el 2004 con respecto al 12,1% en el 2003. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia correspondieron al 24,3% en el 2004 con respecto al 22,6% en el 2003 y los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil correspondieron al 4,1% en el 2004 con respecto al 3,3% en el 2003. Además, los ingresos de las ventas de electricidad en Perú correspondieron al 11,9% en el 2004 con respecto al 12,1% en el 2003. En el 2004 tanto como en el 2003 los otros ingresos – ingresos que no provienen de las actividades principales – correspondieron a menos que el 5% de los ingresos consolidados totales.

Las tablas que aparecen a continuación describen el desglose por país de los ingresos de explotación totales y el volumen de ventas de GWh de Endesa-Chile para los años 2003 y 2004 y el cambio porcentual de un año al otro:

	Al 31 de diciembre del		
	2003	2004	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)		
Ingresos Chile.....	469.324	467.583	(0,4)
Ingresos Argentina.....	114.061	148.300	30,0
Ingresos Colombia.....	213.810	251.398	17,6
Ingresos Brasil.....	31.562	42.006	33,1
Ingresos Perú.....	114.532	123.375	7,7
Ingresos totales.....	943.288	1.032.662	9,5

	Al 31 de diciembre del		
	2003	2004	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)		
	(GWh)	(GWh)	
Ventas de energía (Chile).....	18.681	18.462	(1,2)
Ventas de energía (Argentina).....	9.259	11.603	25,3

Al 31 de diciembre del			
2003	2004	Cambio %	
(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)			
(GWh)	(GWh)		
Ventas de energía (Colombia)	14.481	15.148	4,6
Ventas de energía (Brasil)	3.770	3.902	3,5
Ventas de energía (Perú)	4.443	4.328	(2,6)
Total.....	50.634	53.443	5,5

Los ingresos totales en Chile disminuyeron un 0,4% en el 2004 debido a menores ventas de las actividades no principales en particular de Ingendesa, nuestra filial de servicios de ingeniería en Chile. Los ingresos de las ventas de electricidad aumentaron en un 0,2% de Ch\$439,9 mil millones en el 2003 a Ch\$440,7 mil millones en el 2004. El aumento de las ventas de electricidad refleja un aumento del 1,3% en el precio promedio de ventas de Ch\$23,6 por kWh en el 2003 a Ch\$23,9 por kWh en el 2004, debido al aumento en el precio de nudo regulado y en el precio promedio del mercado spot. El aumento de precios se compensó con el menor volumen de ventas de electricidad que sufrió una caída del 1,2% en el 2004. El menor volumen de ventas se atribuye al nivel de compromisos contractuales y la hidrología. La menor generación hidroeléctrica, producto del nivel de la hidrología de los embalses, se compensó en parte con la generación térmica y la exitosa puesta en marcha de la central Ralco de 690 MW que comenzó a operar en el mes de septiembre del 2004 y cuyo suministro alcanzó casi 1.300 GWh al 31 de diciembre del 2004. Las ventas de GWh en el mercado spot aumentaron en un 9,3% de 2.920 GWh en el 2003 a 3.192 GWh en el 2004 mientras que las ventas a clientes contratados bajaron en un 3,1%.

Los ingresos en Argentina aumentaron en un 30,0% de Ch\$ 114,1 mil millones en el 2003 a Ch\$ 148,3 mil millones en el 2004. El aumento de los ingresos se debe esencialmente al aumento de 25,3% en el volumen de ventas de electricidad. Dicho aumento fue impulsado principalmente por la mayor demanda de electricidad en el mercado argentino y la capacidad de Costanera de generar electricidad con combustibles licuados como alternativas al gas natural durante la crisis de la oferta del gas natural en Argentina. El volumen de ventas en nuestra central Chocón en el 2004 fue 22,4% menor que en el 2003 debido a las hidrologías menos favorables. El precio de ventas promedio de la Compañía en Argentina expresado en pesos chilenos de conformidad al Boletín Técnico 64 subió en un 4% de Ch\$12,3 por kWh en el 2003 a Ch\$ 12,8 en el 2004. Sin embargo, al expresarlo en la moneda local de Argentina, el precio de ventas nominal promedio aumentó en un 13% en el 2004 debido al aumento del precio spot del mercado mayorista.

Los ingresos en Colombia aumentaron en un 17,6% de Ch\$ 213,8 mil millones en el 2003 a Ch\$ 251,4 mil millones en el 2004. Las ventas físicas de electricidad aumentaron 4,6% producto de las mayores ventas de Emgesa que fueron impulsadas por la demanda del mercado y la hidrología. Tanto las ventas del mercado spot como las ventas de energía contratada subieron en el 2004 y el 2003, representando el 36% y el 64% de nuestras ventas totales en Colombia, respectivamente. El precio promedio de ventas creció en un 12,2% de Ch\$ 14,8 por kWh en el 2003 a Ch\$ 16,6 por kWh en el 2004, expresado en pesos chilenos de conformidad al Boletín Técnico 64. El aumento del precio de ventas promedio fue 7,8% en el 2004 al expresarlo en la moneda local.

Los ingresos de nuestra filial brasileña, Cachoeira Dourada, crecieron en un 33,1% de Ch\$ 31,6 mil millones en el 2003 a Ch\$ 42,0 mil millones en el 2004. Este aumento de los ingresos se debe al alza del 3,5% en las ventas físicas que alcanzaron los 3.902 GWh en el 2004 y los mayores precios de electricidad. El volumen subió producto de la mayor demanda y las condiciones hidrológicas favorables en el sureste. Los precios de ventas fueron mayores en el mercado spot tanto como en el mercado de clientes contratados. Los ingresos provenientes del cliente principal de Cachoeira Dourada, CELG, crecieron según los términos de su acuerdo contractual y producto de los 14 millones de reales reconocidos en el mes de junio del 2004 después de la conclusión de una contienda legal asociada a los ingresos no facturados durante el segundo semestre del 2003. Véase el Ítem 8. "Procesos legales". El precio de ventas promedio general de la Compañía aumentó en un 20,4% de Ch\$ 8,4 por kWh en el 2003 a Ch\$ 10,1 por kWh en el 2004, expresado en pesos chilenos de conformidad al convenio del Boletín Técnico 64 (después de haber hecho los ajustes por los ingresos en mora del 2003). En la moneda local de Brasil, el aumento del precio de venta promedio de la Compañía fue 26,2% durante el 2004.

Los ingresos de las ventas de nuestra compañía de generación eléctrica peruana, Edegel, subieron 7,7% de Ch\$ 114,5 mil millones en el 2003 a Ch\$ 123,4 mil millones en el 2004. El volumen de ventas de electricidad disminuyó producto de la menor generación hidroeléctrica ocasionada por la baja hidrología en la región, principalmente

durante el primer trimestre del 2004. El precio de ventas promedio subió de Ch\$ 25,6 por kWh en el 2003 a Ch\$ 28,3 por kWh en el 2004, equivalente a un aumento de 10,4%, expresado en pesos chilenos de conformidad al convenio del Boletín Técnico 64. El aumento del precio de ventas promedio en la moneda local fue un 18,2% en el 2004.

Gastos de explotación

La tabla que aparece a continuación describe el desglose por país de los gastos de explotación para los años 2003 y 2004 y el cambio porcentual de un año al otro:

	Al 31 de diciembre del		
	2003	2004	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004, con excepción de los porcentajes)		
Gastos de explotación (1)			
Gastos de explotación (Chile)	292.396	298.927	2,2
Gastos de explotación (Argentina).....	78.962	111.352	41,0
Gastos de explotación (Colombia).....	122.892	129.183	5,1
Gastos de explotación (Brasil).....	25.846	25.951	0,4
Gastos de explotación (Perú).....	44.113	63.779	44,6
Total.....	564.208	629.191	11,5

(1) Excluye los gastos de administración y ventas.

El aumento del 2,2% en los gastos de explotación en Chile durante el 2004 con respecto al 2003 se debe a los mayores gastos en combustibles por la generación térmica y las compras de electricidad. Las condiciones hidrológicas débiles durante el primer trimestre del 2004 ocasionaron un aumento del 26% en la generación térmica, produciendo así un costo de generación promedio variable, excluyendo las compras de electricidad, de Ch\$ 8,9 por kWh en el 2004 con respecto a Ch\$ 8,5 por kWh en el 2003. Las compras de electricidad, tanto de energía como de potencia, aumentaron de Ch\$ 49,7 mil millones en el 2003 a Ch\$ 53,1 mil millones en el 2004. A pesar de que las compras físicas de GWh bajaron, el mayor precio promedio que pasó de Ch\$ 20,6 en el 2003 a Ch\$ 27,7 en el 2004, significó un aumento en el costo total. Estos mayores costos se compensaron en parte con la reducción de 7% en la depreciación de activos de Ch\$ 70,7 en el 2003 a Ch\$ 65,7 en el 2004.

Los gastos de explotación en Argentina aumentaron en un 41,0% a Ch\$ 111,4 mil millones en el 2004. La generación física total aumentó en un 41%, la generación térmica subió en 99% y la generación hidroeléctrica bajó en 15%. Producto de la escasez del gas natural en Argentina, Costanera aumentó su uso del combustible licuado en la generación térmica el cual es relativamente más costoso que el gas natural. Debido al incremento del volumen y precio, los costos de combustible subieron en 237,6% a Ch\$ 38,8 mil millones en el 2004. El costo variable de generación promedio, excluyendo el costo de las compras de electricidad, aumentó de Ch\$ 3,1 por kWh en el 2003 a Ch\$ 5,7 por kWh en el 2004 debido al mayor costo del combustible. Las compras físicas de electricidad disminuyeron en el 2004, reduciendo así los gastos de compras de Ch\$ 9,6 mil millones en el 2003 a Ch\$ 5,9 mil millones en el 2004. El costo de la depreciación de activos sufrió un incremento del 7,3%. La apreciación del peso chileno en términos del dólar US ocasionó una reducción de Ch\$ 6,8 mil millones en el gasto de explotación total del 2004 con respecto al 2003.

Los gastos de explotación en Colombia crecieron en un 5,1% a Ch\$ 129,1 mil millones en el 2004 de Ch\$ 122,9 mil millones en el 2003. La generación física fue 10,1% mayor en el 2004 que en 2003 producto de una hidrología favorable que, si bien conlleva mayores peajes de transmisión y costos de transporte de energía, implicó una reducción en las compras de electricidad. El costo variable por kWh generado en el 2004, excluyendo el costo de las compras de energía, fue Ch\$ 3,6 comparado con Ch\$ 4,3 en el 2003. El volumen de las compras de electricidad sufrió una disminución del 11% y el costo de compras expresado en pesos chilenos bajó el 1% ya que fue afectado por la apreciación del 8% del tipo de cambio anual promedio del peso colombiano con el dólar US. La depreciación de activos bajó en un 8,4%. La apreciación del peso chileno en términos del dólar US produjo una reducción total en los gastos de explotación de Ch\$ 11,1 mil millones en el 2004 con respecto al 2003.

Los gastos de explotación en Brasil se mantuvieron estables, alcanzando Ch\$ 26,0 mil millones en el 2004 con respecto a Ch\$ 25,8 mil millones en el 2003. La generación física fue 8,4% mayor en el 2004 que en el 2003 como consecuencia de una hidrología favorable, lo que hizo subir los costos de transporte pero que a la vez implicó una

reducción en el volumen de las compras de electricidad que bajó en 14,1%, pero el costo de las compras aumentó debido al aumento en el precio de las compras. El costo variable promedio por kWh generado en el 2004, excluyendo el costo de las compras de energía, fue Ch\$1,8 en el 2004 y Ch\$1,9 en el 2003. Los costos mayores incurridos fueron compensados por una menor depreciación de activos. La apreciación del peso chileno en términos del dólar US produjo una reducción de los gastos de explotación totales de Ch\$ 2,2 mil millones en el 2004 con respecto al 2003.

Los gastos de explotación de Perú aumentaron en un 44,6% a Ch\$ 63,8 mil millones en el 2004 de Ch\$ 44,1 mil millones en el 2003, debido principalmente a un aumento de Ch\$ 14,0 mil millones en los gastos de combustibles y un aumento de Ch\$ 4,2 mil millones en las compras de energía. El aumento de estos gastos se debió a la falta de lluvia, en particular durante el primer trimestre del 2004, que ocasionó una generación térmica 15 veces mayor en el 2004 que en el 2003 y que también hizo necesario aumentar las compras de energía física en un 26,6%. El costo variable de generación por kWh, excluyendo las compras de electricidad, fue Ch\$ 7,6 en el 2004 comparado con Ch\$ 3,5 en el 2003. El costo de la depreciación de activos disminuyó el 4,6%. La apreciación del peso chileno en términos del dólar US produjo una reducción de los gastos de explotación totales de Ch\$ 3,7 mil millones en el 2004 con respecto al 2003.

Gastos de administración y ventas

Los gastos de administración y ventas aumentaron 7,3% a Ch\$ 34,4 mil millones en el 2004 de Ch\$32,1 mil millones en el 2003, aunque el porcentaje de los gastos de explotación totales sufrió una caída del 5,7% en el 2003 al 5,5% en el 2004. Los factores más importantes en el aumento del nivel de gastos consisten en un aumento del costo de personal en Argentina y Chile, lo que en Argentina se asocia al aumento del 41% en la generación eléctrica y en Chile se asocia a mayores gastos relacionados a los beneficios de jubilación, y al aumento de los gastos de seguros y costos de personal en las filiales colombianas.

La tabla que aparece a continuación describe el desglose de los gastos de administración y ventas para los años 2003 y 2004 y el cambio porcentual de un año al otro:

	Al 31 de diciembre del		
	2003	2004	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004 con excepción de los porcentajes)		
Gastos de administración y ventas			
En Chile	17.787	18.938	6,5
En Argentina	1.977	2.569	29,9
En Colombia	2.785	3.759	35,0
En Brasil.....	1.968	1.741	(11,5)
En Perú.....	7.590	7.438	(2,0)
Gastos de administración y ventas totales	<u>32.107</u>	<u>34.445</u>	<u>7,3</u>

Margen y resultado de explotación

Nuestro margen de explotación, es decir, el resultado de explotación como un porcentaje de los ingresos, disminuyó del 36,8% en el 2003 al 35,7% en el 2004, debido principalmente a un menor margen de explotación en Chile, Argentina y Perú.

	Al 31 de diciembre del	
	2003	2004
	(basado en las cifras en el GAAP chileno en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)	
Margen de explotación (Chile).....	33,9%	32,0%
Margen de explotación (Argentina).....	29,0%	23,2%
Margen de explotación (Colombia).....	41,2%	47,1%
Margen de explotación (Brasil).....	11,9%	34,1%
Margen de explotación (Perú).....	54,9%	42,3%
Margen de explotación consolidado.....	<u>36,8%</u>	<u>35,7%</u>

El resultado de explotación consolidado de Endesa-Chile, lo que queda al restar los ingresos de explotación de los gastos de explotación totales, incluyendo los gastos de administración y ventas (SG&A), alcanzó Ch\$ 369,0 mil millones en el 2004 con respecto a Ch\$ 347,0 mil millones en el 2003. La tabla a continuación contiene un desglose del resultado de explotación por país para los años terminados al 31 diciembre del 2003 y el 2004:

	Al 31 de diciembre del		
	2003	2004	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)		
Resultado de explotación (Chile)	159.141	149.718	(5,9)
Resultado de explotación (Argentina).....	33.121	34.379	3,8
Resultado de explotación (Colombia).....	88.134	118.456	34,4
Resultado de explotación (Brasil).....	3.749	14.314	281,8
Resultado de explotación (Perú).....	62.829	52.158	(17,0)
Total	346.974	369.025	6,4

El margen y el resultado de explotación disminuyeron en Chile debido a las condiciones hidrológicas relativamente peores, principalmente en el primer trimestre del 2004, además de la crisis de gas natural en Argentina, que hizo subir los costos de combustible y los costos de compras de energía. Si bien los precios spot de la venta de electricidad reaccionaron, los precios de nudo y los precios contractuales a los clientes libres reaccionaron con un rezago.

En cuanto a las filiales extranjeras, el efecto de la conversión del peso chileno en los ingresos tuvo un impacto negativo en los márgenes, puesto que los ingresos de las filiales extranjeras se convirtieron al peso chileno, de conformidad al Boletín Técnico 64, a un tipo de cambio del fin del ejercicio menor en el 2004 que en el 2003. Adicionalmente, el efecto positivo que tiene esta apreciación en los precios de combustibles se compensó con el mayor impacto que tuvo la crisis de gas natural en Argentina en los precios y el nivel de los precios internacionales de combustibles, los cuales se denominan en dólares.

Los márgenes de explotación en Argentina disminuyeron como consecuencia de la intervención estatal en los precios de ventas, aunque el resultado de explotación aumentó debido al fuerte impacto del volumen de ventas. El margen de explotación de Argentina sufrió una reducción producto de la limitada reacción que mostraron los precios del mercado de electricidad ante las condiciones de mercado. Los precios de mercado no pudieron ajustarse a las condiciones de demanda ni al costo del combustible efectivo ya que las resoluciones del Estado argentino controlaron el precio de venta en el mercado mayorista. El resultado de explotación de Costanera subió Ch\$ 0,9 mil millones a Ch\$ 28,5 mil millones y el resultado de explotación de Chocón aumentó Ch\$ 0,3 mil millones a Ch\$ 5,9 mil millones en el 2004. El margen y resultado de explotación en Brasil crecieron como consecuencia de la mayor demanda, el acuerdo establecido con el cliente principal de la Compañía, CELG, que incluyó la electricidad facturada y no facturada en el 2003, las condiciones hidrológicas y al mismo tiempo los mejores precios en el mercado spot.

Los márgenes de explotación y el resultado de explotación aumentaron en Colombia debido a la mayor demanda e hidrología, el mejor volumen de ventas, la generación hidroeléctrica y al mismo tiempo los mejores precios de venta del mercado. El resultado de explotación de Emgesa creció en un Ch\$18,3 mil millones a Ch\$100,9 mil millones y el resultado de explotación de Betania subió Ch\$12,0 mil millones a Ch\$17,6 mil millones en el 2004.

Edegel, en Perú, registró un margen y un resultado de explotación menores. Lo anterior fue ocasionado por el bajo nivel de la hidrología, principalmente durante el primer semestre del 2004, que conllevó una mayor generación térmica, a precios internacionales relativamente mayores, y mayores compras de electricidad a precios spot sumamente altos. Otro factor que contribuyó a lo anterior fue la reacción del Estado que estipuló que las generadoras privadas debían suministrar energía a las distribuidoras sin acuerdos contractuales, al precio regulado, que a veces eran una quinta parte del precio alternativo en el mercado spot, lo que en consecuencia impidió que la Compañía compensara sus mayores costos, aumentando el precio de ventas promedio.

Resultados fuera de explotación

La tabla que aparece a continuación establece cierta información relativa a nuestros resultados fuera de explotación para cada uno de los períodos indicados:

	Al 31 de diciembre del		
	2003	2004	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)		
Ingresos fuera de explotación:			
Ingresos financieros.....	15.644	14.912	(4,7)
Utilidad inversiones empresas relacionadas.....	17.804	19.203	7,9
Otros ingresos fuera de explotación.....	45.688	51.242	12,2
Egresos fuera de explotación:			
Gastos financieros.....	(209.240)	(192.558)	8,0
Amortización menor valor de la inversión.....	(1.582)	(1.464)	7,5
Otros egresos fuera de explotación.....	(61.564)	(79.286)	(28,8)
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria.....	589	2.211	275,2
Diferencia de cambio.....	9.180	20.630	124,7
Resultados fuera de explotación	(183.480)	(165.109)	10,0

Los resultados fuera de explotación sumaron una pérdida de Ch\$165,1 mil millones en el 2004 con respecto a la pérdida de Ch\$183,5 mil millones en el 2003, una reducción de Ch\$18,4 mil millones en la pérdida. Los factores más importantes que llevaron a esta reducción incluyen:

- Menores gastos financieros de Ch\$16,7 mil millones debido principalmente a la apreciación del peso chileno frente al dólar US, considerando que al 31 de diciembre del 2004, el 69% de la deuda financiera de la Compañía (neta de los instrumentos de cobertura de riesgo de divisas) se denominaba en dólares US;
- Mayores utilidades producto de la diferencia de cambio de Ch\$11,4 mil millones principalmente debido a la apreciación de 6,1% del peso chileno durante el 2004 con respecto a la apreciación de 17,4% en el 2003; y
- Otros gastos fuera de explotación aumentaron en Ch\$17,7 mil millones principalmente debido a las reservas que se hicieron como consecuencia de las renegociaciones de los pagos de capacidad entre las generadoras conectadas al principal sistema interconectado de Chile, el SIC, desde el 2000 al 2003, producto de la Resolución 35 adoptada por el Ministerio de Economía en diciembre del 2004. (Véase el Ítem 8.7 Procesos legales—divergencia de potencia firme).

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		
	2003	2004	Cambio %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004, con excepción a los porcentajes)		
Resultado de explotación.....	346.974	369.025	6,4
Resultado fuera de explotación.....	(183.480)	(165.109)	10,0
Utilidad neta antes de impuestos, interés minoritario y amortización del mayor valor de la inversión.....	163.494	203.916	24,7
Impuesto sobre la renta.....	(51.339)	(52.778)	(2,8)
Impuestos diferidos.....	23.276	(40.649)	n.a.
Impuestos sobre la renta totales.....	(28.063)	(93.427)	232,9
Interés minoritario.....	(71.326)	(42.802)	40,0
Amortización del mayor valor de la inversión.....	15.979	16.102	0,8
Partidas extraordinarias.....	0	0	n.a.
Resultado neto	80.084	83.789	4,6

Impuestos sobre la renta. La cifra mayor para el impuesto sobre la renta se explica por el mayor nivel de renta imponible de las operaciones en Colombia.

El mayor cargo de los impuestos diferidos, que no son flujos de caja, aumentó en Ch\$63,9 mil millones con respecto al 2003, principalmente debido al aumento de Ch\$ 48,0 en nuestras filiales en Argentina. Durante el 2003, Costanera y El Chocón registraron pérdidas tributarias importantes producto de la devaluación significativa del peso argentino. Sin embargo, debido a la recuperación del tipo de cambio argentino y los mejores resultados de las compañías, el saldo de estas pérdidas se redujo en el 2004. Además, de menor medida, algunas de nuestras compañías coligadas registraron un aumento de los impuestos diferidos: Endesa Chile mismo con Ch\$ 8,4 mil millones y Edegel con Ch\$ 5,4 mil millones.

Interés minoritario. Los gastos del interés minoritario disminuyeron Ch\$28,524 mil millones en el 2004, debido a la menor utilidad neta de San Isidro en Chile, Edegel en Perú y Chocón y Costanera en Argentina, la reducción de la última fue ocasionada solamente por un aumento de los gastos tributarios asociados a la apreciación del peso argentino (ya que la utilidad antes de impuestos de Costanera fue 45% mayor que en el 2003).

3. Análisis comparativo por país de los resultados operacionales y un detalle de las cifras fuera de explotación del 2003 con respecto al 2002 (cifras expresadas en Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2004)

Ingresos de explotación

Los ingresos de Chile representaron el 49,8% y el 47,4% de los ingresos consolidados de la Compañía en el 2003 y el 2002, respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina correspondieron al 12,1% de nuestros ingresos consolidados en el 2003 con respecto al 10,5% en el 2002. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia correspondieron al 22,6% en el 2003 con respecto al 24,0% en el 2002 y los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil correspondieron al 3,3% en el 2003 con respecto al 5,5% en el 2002. Adicionalmente, los ingresos de las ventas de electricidad en Perú correspondieron al 12,1% en el 2003 con respecto al 12,5% en el 2002. En el 2003 tanto como en el 2002 los otros ingresos correspondieron a menos que el 5% de los ingresos consolidados totales.

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los ingresos de explotación de EndesaChile 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 %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2003, salvo los datos de volumen)		
Ventas de electricidad (Chile)	418.959	439.878	5,0
Ventas de electricidad (Argentina).....	101.615	114.061	12,2
Ventas de electricidad (Colombia)	233.227	213.583	(8,4)
Ventas de electricidad (Brasil)	53.215	31.562	(40,7)
Ventas de electricidad (Perú).....	120.982	113.685	(6,0)
Otros.....	43.169	30.520	(29,3)
Total.....	<u>971.167</u>	<u>943.289</u>	(2,9)

	Cierre del 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\$49,9 mil millones en el 2003 de Ch\$419,0 mil millones en el 2002. Este crecimiento se debe principalmente a un aumento del precio de venta promedio del 3,1% a Ch\$23,6 por kWh en el 2003 de Ch\$22,9 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\$114,1 mil millones en el 2003, de Ch\$101,6 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\$14,0 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\$169 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\$185 mil millones.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia sufrieron una disminución del 8,4% a Ch\$213,6 mil millones en el 2003 de Ch\$233,2 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\$2,6 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\$21,7 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\$31,6 mil millones en el 2003 de Ch\$53,2 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\$12,0 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\$9,6 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\$113,7 mil millones en el 2003 de Ch\$121,0 mil millones en el 2002, debido a la apreciación del peso chileno frente al dólar US, lo que produjo una reducción de Ch\$22,1 mil millones que se compensó en parte con una mejora en los ingresos de Ch\$15,0 mil millones principalmente producto de un aumento del 69% en las ventas físicas.

Otros ingresos bajaron en un 29,3% a Ch\$30,5 mil millones en el 2003 de Ch\$43,2 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\$20,9 mil millones. De conformidad al GAAP chileno, Endesa-Chile dejó de consolidar Infraestructura Dos Mil con fecha de vigencia 1 de enero del 2003. El efecto del anterior se compensó parcialmente con un aumento de Ch\$62 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 %
	(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2003, salvo los datos de volumen)		
Gastos de explotación (Chile).....	265.386	292.396	10,2
Gastos de explotación (Argentina).....	86.717	78.962	(8,9)
Gastos de explotación (Colombia).....	148.916	122.891	(17,5)
Gastos de explotación (Brasil).....	33.724	25.845	(23,4)
Gastos de explotación (Perú).....	40.427	44.113	9,1

Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre del		
2002	2003	Cambio %
(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2003, salvo los datos de volumen)		
Total.....	575.170	564.207 (1,9)

Los gastos de explotación de Chile aumentaron un 10,2% a Ch\$292,4 mil millones en el 2003 de Ch\$265,4 mil millones en el 2002. Las condiciones hidrológicas débiles ocasionaron un aumento del 17,4% en los costos variables (Ch\$28,1 mil millones) que nacieron de: (i) un alza del 26,5% en la generación termoeléctrica, ocasionando así un aumento de Ch\$5,0 mil millones en los costos de combustibles y de Ch\$2,9 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\$206 por kWh durante 2003, lo que es 60% mayor que la cifra del 2002, aumentando así los gastos en Ch\$9,3 mil millones.

Los gastos de explotación en Argentina se redujeron en un 8,9% a Ch\$79,0 mil millones en el 2003 de Ch\$86,7 mil millones en el 2002, principalmente producto de una reducción de Ch\$15,8 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\$43 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\$2,9 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\$122,9 mil millones en el 2003 de Ch\$148,9 mil millones en el 2002, lo que en gran parte refleja una reducción de Ch\$27,1 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\$25,8 mil millones en el 2003 de Ch\$33,7 mil millones en el 2002, lo que en gran parte refleja una reducción de Ch\$6,2 mil millones en los gastos debido a la apreciación del peso chileno frente al dólar US y una disminución de Ch\$4,5 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\$2,7 mil millones en otros costos variables.

Los gastos de explotación en Perú aumentaron en un 9,1% a Ch\$44,1 mil millones en el 2003 de Ch\$40,4 mil millones en el 2002, principalmente debido a un aumento de Ch\$7,3 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\$4,4 mil millones en la depreciación producto de mayores activos fijos. Estos aumentos se compensaron en parte con una reducción de Ch\$7,4 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\$32,1 mil millones en el 2003 de Ch\$37,6 mil millones en el 2002, lo que se debe a una reducción de Ch\$3,6 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).....	176.813	159.142	(10,0)
Resultado de explotación (Argentina).....	13.043	33.121	153,9
Resultado de explotación (Colombia).....	78.032	88.134	12,9
Resultado de explotación (Brasil).....	17.580	3.748	(78,7)
Resultado de explotación (Perú).....	72.962	62.829	(13,9)
Total.....	<u>358.430</u>	<u>346.974</u>	(3,2)

El resultado de explotación en Chile para el 2003 disminuyó en un 10,0% a Ch\$159,1 mil millones de Ch\$176,8 mil millones en el 2002. Esta reducción se explica principalmente por el aumento de Ch\$27,1 mil millones en los gastos totales que se compensó parcialmente con un aumento de Ch\$9,4 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\$33,1 mil millones en el 2003 de Ch\$13,0 mil millones en el 2002. Dicho aumento se explica principalmente por el incremento en el resultado de explotación de El Chocón de Ch\$11,6 mil millones y el aumento de Ch\$10,9 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\$14,0 mil millones y sus gastos de explotación cayeron en Ch\$2,3 mil millones con respecto al 2002 debido a una mejor hidrología. Los ingresos de Costanera mejoraron en Ch\$16,9 mil millones y los gastos de explotación disminuyeron Ch\$5,7 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\$2,4 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\$17,6 mil millones en el 2002. Dicha disminución se explica principalmente por una reducción de Ch\$10,7 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\$32 mil millones.

En Colombia, el resultado de explotación para el 2003 aumentó en un 12,9% a Ch\$88,1 mil millones de Ch\$78,0 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\$24,3 mil millones, lo que se compensó en parte con el efecto negativo de Ch\$14,1 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\$217 mil

millones en mayores ingresos, una disminución de Ch\$3,6 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\$62,8 mil millones en el 2003 de Ch\$73,0 mil millones en el 2002. Esta disminución se explica principalmente por el efecto negativo por un monto total de Ch\$13,2 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\$15,0 mil millones y los gastos de explotación bajaron Ch\$11,1 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.....	15.784	15.644	(0,9)
Utilidad inversiones empresas relacionadas	8.872	17.804	100,7
Otros ingresos fuera de explotación.....	106.097	45.687	(56,9)
Egresos fuera de explotación:			
Gasto financiero	(225.837)	(209.239)	(7,3)
Amortización menor valor de la inversión	(112.388)	(1.582)	(98,6)
Otros egresos fuera de la explotación.....	(120.682)	(61.564)	(49,0)
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria	4.137	589	(85,8)
Diferencia de cambio	(456)	9.180	2.112,6
Resultados fuera de explotación.....	<u>(324.474)</u>	<u>(183.480)</u>	<u>(43,5)</u>

Las pérdidas fuera de la explotación alcanzaron Ch\$183,5 mil millones en el 2003 comparado con pérdidas de Ch\$324,5 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\$110,8 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\$156 mil millones en el 2003 de Ch\$15,8 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\$8,9 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\$11,4 mil millones comparado con una utilidad neta de Ch\$7,5 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\$60,4 mil millones en otros ingresos fuera de explotación a Ch\$45,7 mil millones en el 2003 de Ch\$106,1 mil millones en el 2002 se explica principalmente por un efecto negativo de Ch\$64,0 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\$16,5 mil millones se explica principalmente por una reducción en nuestra deuda total de U.S.\$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\$59,1 mil millones en otros egresos fuera de explotación se explica principalmente por una reducción de Ch\$45,9 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\$8,7 mil millones y una disminución de Ch\$5,8 mil millones en gastos de contingencia y de litigio.

Menor valor de la inversión. La reducción de Ch\$110,8 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\$9,2 mil millones, comparado con la pérdida de Ch\$456,1 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\$4,2 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.....	358.429	346.973	(3,2)
Resultado fuera de explotación.....	(324.474)	(183.479)	(43,5)
Utilidad neta antes de impuestos, interés minoritario y amortización del mayor valor de la inversión.....	33.955	163.493	381,5
Impuesto sobre la renta.....	(36.401)	(53.077)	45,8
Impuestos diferidos.....	(36.717)	25.014	n.a.
Impuestos sobre la renta totales.....	(73.118)	(28.062)	61,6
Interés minoritario.....	(48.117)	(71.326)	(48,2)
Amortización del mayor valor de la inversión.....	88.947	15.979	(82,0)
Partidas extraordinarias.....	(11.315)	—	n.a.
Utilidad neta.....	(9.648)	80.084	n.a.

Impuestos sobre la renta y partidas extraordinarias. El menor impuesto sobre la renta total de Ch\$45,1 mil millones durante el 2003 se debe en gran medida a una reducción de Ch\$61,7 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\$11,3 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\$71,6 mil millones en el 2003, comparado con Ch\$48,1 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\$16,0 mil millones en el 2003, comparado con Ch\$88,9 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\$80,1 mil millones en el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2003, comparado con una pérdida de Ch\$9,6 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 siguientes 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\$11,0 mil millones debido a mayores compras de energía producto de las pobres condiciones hidrológicas.

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 2004, nuestras principales fuentes de fondos eran los siguientes:

- Ch\$565,7 mil millones de los ingresos de explotación, antes de impuestos y gastos financieros;
- Ch\$438,6 mil millones de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$13,4 mil millones de la venta de activos.

Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre del 2004, nuestros principales usos de fondos eran los siguientes:

- Ch\$497,7 mil millones en amortizaciones de deuda de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$192,6 mil millones principalmente en gastos financieros;
- Ch\$96,1 mil millones en inversiones;
- Ch\$120,9 mil millones en pagos tributarios;
- Ch\$73,8 mil millones en pagos de dividendos; y
- Ch\$10,0 mil millones en reducciones de capital.
- Ch\$44,6 mil millones en otros usos;

Nuestra generación de caja neta durante el 2004 se situó en aproximadamente Ch\$62,1 mil millones.

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

- Ch\$599,2 mil millones de los ingresos de explotación, antes de impuestos y gastos financieros;
- Ch\$865,6 mil millones de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$156,7 mil millones de la venta de activos.

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

- Ch\$1043,8 mil millones en amortizaciones de deuda de los mecanismos de crédito a corto y a largo plazo;
- Ch\$209,2 mil millones principalmente en gastos financieros;
- Ch\$134,4 mil millones en inversiones;
- Ch\$102,9 mil millones en pagos tributarios;
- Ch\$37,3 mil millones en pagos de dividendos;
- Ch\$13,0 mil millones en reducciones de capital; y
- Ch\$8,3 mil millones en otros usos.

Nuestra generación de caja neta durante el 2003 se situó en aproximadamente Ch\$40,5 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, U.S.\$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 € mil millones. En julio del 2000 Endesa-Chile emitió €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 U.S.\$2.200 millones.

Emisor	Vencimiento	Cupón	Monto del principal acumulado emitido
		(como un porcentaje)	(en millones de U.S.\$)
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 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 instrumentos de deuda que incluyen papeles comerciales y bonos a mediano y largo plazo que se venden principalmente a los fondos de pensiones, las empresas de seguros de vida y otros inversionistas institucionales. Para obtener mayor información de los bonos locales emitidos por Endesa-Chile, véase la Nota 15 a nuestros estados financieros consolidados auditados.

Además, con frecuencia Endesa-Chile se endeuda en los mercados de bancos comerciales, tanto en la forma de créditos bilaterales como préstamos sindicados. El 15 de mayo del 2003, Endesa-Chile consolidó en un acuerdo de crédito de aproximadamente U.S.\$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.

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 U.S.\$250 millones mediante la sucursal de Endesa-Chile en las Islas Caimán. Endesa-Chile pidió prestado el monto completo en virtud de este mecanismo para pagar el saldo pendiente de U.S.\$ 743 millones del mecanismo de crédito con fecha 15 de mayo del 2003.

El 5 de noviembre del 2004 Endesa-Chile, mediante la sucursal de Endesa-Chile en las Islas Caimán, celebró un nuevo contrato crediticio en virtud del cual un consorcio bancario acordó emitir un nuevo mecanismo de crédito renovable *senior* a un plazo no garantizado de U.S.\$ 250 millones (el “mecanismo de Endesa-Chile”), cuyos fondos se aplicaron al pago de todas las saldos pendientes del mecanismo de crédito con fecha 4 de febrero del 2004.

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 el 10 de noviembre del 2010. 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 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 9,40:1 en el 2004 a 7,50:1 en el 2010); de endeudamiento a EBITDA (que fluctúe de 6,30:1 en el 2004 a 4,20:1 en el 2010); de endeudamiento a patrimonio (que fluctúe del 112,5% en el 2004 al 100,0% en el 2010); y una razón máxima del flujo de caja ajustado a gasto financiero (que fluctúe de 1,50:1 en el 2004 a 2,0:1 en el 2010).

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) permitir 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 10 de noviembre del 2010.

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 30 puntos bases para una clasificación de A- o mayor que 87,5 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 37,5 puntos base. Para obtener información detallada de las tasas de interés promedio ponderadas que se aplican a nuestros créditos bancarios, véase la Nota 14 a nuestros estados consolidados auditados.

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. Esta clasificación se mantuvo en la evaluación de enero del 2005.

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 umbrales mayores.

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 umbral de importancia relativa de U.S.\$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 U.S.\$30 millones al 31 de marzo del 2005 son: Celta, Pehuenche, Endesa Internacional y Betania. El incumplimiento por parte de Endesa-Chile o cualquiera de sus filiales con el pago de cualquier deuda en particular con un monto de principal superior a los U.S.\$30 millones gatillarían un evento de incumplimiento en virtud de los bonos yanqui de Endesa-Chile. Las filiales de Endesa-Chile que tienen un endeudamiento mayor que los U.S.\$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 gatillarían 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 nopago 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 umbral de importancia relativa de U.S.\$30 millones (U.S.\$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.

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 EndesaChile representan una fuente de fondos importante para Endesa-Chile y están sujetos a ciertas restricciones legales y contractuales tales como las exigencias de reserva legal, los criterios de utilidades de capital y no distribuidas, entre otras, y dependen de sus ganancias y flujos de caja. Los representantes legales de Endesa-Chile en los distintos lugares geográficos donde operan sus filiales y compañías relacionadas advierten que en la actualidad no existe ninguna otra restricción legal que se aplique al pago de dividendos y contribuciones a EndesaChile desde las jurisdicciones en las cuales cada filial o compañía relacionada se encuentra constituida, a parte de las restricciones de rigor que limitan los dividendos a la utilidad neta y las utilidades no distribuidas. Hay ciertos mecanismos de crédito y contratos de inversiones de las filiales de Endesa-Chile que limitan el pago de dividendos y de contribuciones en ciertas circunstancias. No se puede asegurar que no se vayan a imponer restricciones legales o que

no se vayan a aplicar restricciones contractuales adicionales en el futuro. Para obtener una descripción de los riesgos de liquidez asociados a nuestra condición de sociedad de inversiones, véase “Factores de riesgo—Riesgos asociados a nuestras operaciones—Dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales para cumplir con nuestras obligaciones de pago” en el presente informe anual.

Consideramos que el flujo de caja generado por las operaciones, los balances de caja, las líneas de crédito disponibles (incluyendo las de los proveedores) y los endeudamientos programados constituirán los fondos suficientes para cumplir con nuestras necesidades de capital de explotación, de servicio de la deuda y de gastos de capital en el futuro previsible. Endesa-Chile pretende refinanciar su deuda a corto plazo hasta un monto aproximado de U.S.\$150 millones de los créditos que vencen en los doce meses posteriores a la fecha del presente informe anual

Las transacciones a continuación constituyen las que tuvieron el mayor impacto en nuestra liquidez durante el 2004:

- El 9 de noviembre del 2004 nuestra filial chilena Celta finiquitó la venta de la línea de transmisión Laguna-Collahuasi con Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi por un monto de U.S.\$ 20,5 millones; y
- El 10 de noviembre del 2004 nuestra filial colombiana Betania realizó con éxito la emisión de bonos de Col\$300 millones de principal acumulado en el mercado local. Los recursos obtenidos de la venta de dichos bonos se aplicaron por completo al pago de otra deuda pendiente

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 U.S.\$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 U.S.\$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 U.S.\$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 U.S.\$174 millones.
- El 1 de mayo del 2003, Endesa-Chile pagó el bono yanqui de U.S.\$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 U.S.\$55 millones y desconsolidó una deuda de U.S.\$220 millones a partir de enero del 2003 de Infraestructura Dos Mil con terceros.
- El 23 de julio del 2003, Endesa-Chile realizó con éxito la emisión de bonos de U.S.\$600 millones de principal acumulado en el mercado estadounidense. Dicha transacción se divide en dos tramos, el primero de los cuales consiste en U.S.\$400 millones de bonos no asegurados a 10 años a una tasa de interés del 8,35% y el segundo constituye un total de U.S.\$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 U.S.\$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 U.S.\$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.

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

Si bien Endesa no cuenta con una estructura organizacional formal que centralice las actividades de R&D, es posible identificar actividades en distintas áreas de la Compañía orientadas al desarrollo de nuevos procedimientos

que mejoran la gestión. Entre ellas es posible señalar: el desarrollo de modelos matemáticos de despacho de mediano y largo plazo para estudios económicos, el desarrollo de modelos predictivos del comportamiento hidrológico, diversos estudios orientados a optimizar las actividades de producción, etc. Estas actividades son normalmente desarrolladas por el propio personal de Endesa y no existen registros contables que permitan identificar los costos asociados.

En su búsqueda permanente de alternativas de crecimiento, Endesa encarga la realización de estudios de ingeniería destinados a verificar la viabilidad técnica de los proyectos en estudio. Durante el año 2004, el desembolso total fue del orden de U.S.\$ 650.000. Desde el punto de vista contable, la política definida es: los costos incurridos por parte de la Compañía para los gastos de investigación y desarrollo generales (los estudios de niveles hidrológicos, las investigaciones hidroeléctricas, los levantamientos de actividad sísmica) se registran a medida que se incurran mientras que los estudios asociados a proyectos de construcción específicos se capitalizan.

Finalmente, Endesa aporta recursos para la Fundación Huinay, la cual desarrolla sus actividades en el fundo San Ignacio del Huinay, ubicado en la Comuna de Hualaihué, X Región de Los Lagos. El objeto social y misión de la Fundación es: evaluar, diseñar, desarrollar y ejecutar un proyecto ecológico inspirado en el concepto de desarrollo sustentable o ecodesarrollo, que pueda servir de modelo de operación para otros proyectos en el país; promover o desarrollar la investigación científica y la experimentación convenientes al objetivo anterior; administrar establecimientos educacionales y programas de instrucción e impartir acciones de capacitación educacional u ocupacional y proporcionar ayuda material o de otra índole mediante programas de acción social en beneficio de los sectores ciudadanos, colonos o habitantes más necesitados de o aledaños a las zonas donde el proyecto se ejecute.

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 2004:

Obligaciones de pago por período de vencimiento (en millones de U.S.\$)					
ENDESA-CHILE consolidada)					
Al 31 de diciembre del 2004	TOTAL	Enero 2005- dic. 2005	Enero 2006- dic. 2006	Enero 2007 – dic. 2007	Después de dic 2007
Deuda bancaria (1)	779	327	73	54	324
Otros bonos	1.084	76	352	65	590
Bonos yanqui.....	2.078	61	150	25	1.841
Deuda entre empresas.....	3	3	0	0	0
Otra deuda.....	212	44	45	41	83
Gastos financieros.....	2.541	301	265	232	1.742
Obligaciones de pensión y de post jubilación (2)	74	6	6	6	56
Obligaciones contractuales operacionales (3).....	—	—	—	—	—
Arriendos operacionales (4)	—	—	—	—	—

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

Al 31 de diciembre del 2004	TOTAL	Enero 2005- dic. 2005	Enero 2006- dic. 2006	Enero 2007 - dic. 2007	Después de dic 2007
Obligaciones de compra (5).....	670	171	173	164	162
Total	7.438	989	1,064	587	4.798

- (1) Incluye las obligaciones de arriendo de capital de Endesa-Chile por una suma total de U.S.\$ 43 millones.
- (2) 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.
- (3) Además de las obligaciones contractuales que se establecen arriba, esperamos desembolsar gastos de inversión por un monto de U.S.\$ 126 millones en el 2005, U.S.\$ 145 millones en el 2006, U.S.\$ 139 millones en el 2007 y U.S.\$203 millones en el 2008.
- (4) No tenemos ninguna obligación de arriendo sustancial.
- (5) Consiste principalmente en los contratos de compra de energía y los contratos de operaciones y de mantenimiento.

G. Puerto Seguro

La información en este Ítem 5. Discusión y análisis de la Administración, contiene declaraciones que pueden constituir declaraciones de proyecciones con respecto al futuro. Véase “Declaraciones de proyecciones con respecto al futuro” en la Introducción del presente informe en la página 2 para las disposiciones sobre el puerto seguro.

Ítem 6. Directores, gerencia general y empleados

A. Directores y Gerencia General

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

Nombre	Cargo	En el Cargo Actual Desde	Vencimiento del Período Actual
Directores			
Luis Rivera Novo (1) (3)	Presidente	2002	2007
Antonio Pareja Molina (1)	Vicepresidente	2000	2007
Ignacio Blanco Fernández (1)	Director	2002	2007
Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	1995	2007
Jaime Bauzá Bauzá (2) (3)	Director	1999	2005
Carlos Torres Vila (1)	Director	2002	2007
Andrés Regué Godall (1)	Director	1999	2007
Antonio Tuset Jorratt (2) (3)	Director	1999	2007
Enrique García Alvarez (1)	Director	2003	2007
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
Renato Fernández Baeza	Gerente de Asuntos Externos	2003	N/A
Claudio Iglesis 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 el 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 es el director de servicios corporativos además de 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 un 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 Jorrat 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 postgrados 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 licenciado en Derecho y Ciencias Económicas 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. Previo 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 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 36 U.F. El vicepresidente recibirá un sueldo fijo de 82,5 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 54 U.F. El presidente recibirá un sueldo fijo de 110 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 72 U.F. En el 2004, la remuneración total percibida por cada uno de los directores en millones de pesos chilenos corresponde a los montos indicados a continuación:

Año terminado al 31 de diciembre del 2004 (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.....	37.806		6.855	—	44.661
Antonio Pareja Molina.....	27.421			—	27.421
Jaime Bauzá Bauzá.....	19.525		7.478	—	27.003
Andrés Regué Godall.....	17.656	6.689		—	24.345
Antonio Tuset Jorratt.....	19.525		7.478	—	27.003
Leonidas Vial Echeverría.....	18.279			—	18.279
Ignacio Blanco Fernández.....	19.525	3.942		—	23.467
Carlos Torres Vila.....	18.280			—	18.280
Enrique García Alvarez.....	19.525			—	19.525

No revelamos a nuestros accionistas ni a otros la información relativa a la remuneración percibida por cada uno de nuestros ejecutivos. Al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre del 2004, la remuneración acumulada desembolsada o devengada de los principales ejecutivos de Endesa-Chile (incluyendo los bonos por desempeño) sumó Ch\$2.001.522.396. 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 2004 fue Ch\$279.733.230 y se incluye en la remuneración acumulada.

Los montos apartados o devengados por la Compañía en el 2004 con el objetivo de entregar los beneficios de pensión, de jubilación u otros similares alcanzaron un total de Ch\$160.412.678. No se otorgó a ninguno de los principales ejecutivos de la Compañía una indemnización por despido en el 2004.

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, en cumplimiento de los estatutos o los artículos de constitución, consta de nueve directores que son elegidos en la junta ordinaria de accionistas anual. El mandato de cada director consiste en tres años y el mandato de cada uno de los nueve directores vence el mismo día. La ley chilena no permite la existencia de mandatos diferidos. En caso de desocuparse uno de los puestos en el directorio durante el mandato de tres años, el directorio puede asignar a un director temporal para ocupar el cargo vacante. Además, el cargo vacante gatillará una elección para cada puesto en el Directorio durante la siguiente junta general de accionistas. Se eligió al actual directorio en marzo del 2004 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 imparcialidad, buena fe, consideración de los intereses de la compañía por encima de los de uno y aplicación de cuidado y diligencia a la hora de utilizar información y actuar en los mercados de valores.

El Estatuto del Directivo, aprobado por el directorio en julio 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 la transparencia, el respeto de los derechos de los accionistas y el deber del cuidado y la lealtad hacia los directores, según lo establecido en la legislación chilena.

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) debe consistir en directores que no fueron asignados por el accionista dominante y que no solicitaron el voto del accionista dominante (un director no dominante), la misma legislación permite que la mayoría o incluso todo el Comité de Directores esté conformado por directores controlados de no haber un número suficiente de directores no dominantes en el directorio para conformar el comité. En la actualidad, nuestro Comité de Directores está conformado por una mayoría de directores no dominantes.

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 los señores Luis Rivera Novo, Jaime Bauzá Bauzá y Antonio Tuset Jorrat.

D. Empleados

Al 31 de diciembre del 2004, el personal de Endesa-Chile y sus filiales consistía en lo siguiente:

Compañía	2002	2003	2004
En Argentina			
Central Costanera S.A.....	234	233	262
Hidroeléctrica El Chocón S.A.....	50	50	49
Total personal en Argentina.....	284	283	311
En Brasil			
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.....	52	53	53
Total personal en Brasil.....	52	53	53
En Chile(1)			
Endesa-Chile.....	465	466	473
Pehuenche.....	3	3	3
Pangue.....	2	0	0
San Isidro.....	2	2	2
Celta.....	1	1	1
Ingendesa.....	168	211	221
Infraestructura Dos Mil S.A.....	19	—	—
Túnel El Melón.....	23	25	25
Sociedad Concesionaria Autopista del Sol S.A.....	88	—	—
Sociedad Concesionaria Autopista Los Libertadores.....	47	—	—
Total personal en Chile.....	818	708	725
En Colombia			
Emgesa.....	315	285	285
Betania.....	34	34	34
Total personal en Colombia.....	349	319	319
En Perú			
Edegel.....	154	152	154
Total personal en Perú.....	154	152	154
Total personal de Endesa-Chile y sus filiales.....	1.657	1.515	1.562

(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.

Al 31 de diciembre del 2004, el personal de Endesa-Chile y de sus filiales que se consideraban empleados temporales consistía en lo siguiente:

Compañía	2002	2003	2004
En Argentina			
Central Costanera S.A.....	0	0	0
Hidroeléctrica El Chocón S.A.....	0	0	0
Total personal temporal en Argentina.....	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
En Brasil			
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.....	0	0	0
Total personal temporal en Brasil.....	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
En Chile(1)			
Endesa-Chile	5	2	9
Pehuenche	0	0	0
Pangue.....	0	0	0
San Isidro	0	0	0
Celta.....	0	0	0
Ingendesa	280	294	133
Infraestructura Dos Mil S.A.....	1	—	—
Túnel El Melón	0	0	0
Sociedad Concesionaria Autopista del Sol S.A.....	1	—	—
Sociedad Concesionaria Autopista Los Libertadores.....	0	—	—
Total personal temporal en Chile.....	<u>287</u>	<u>296</u>	<u>142</u>
En Colombia			
Emgesa.....	10	1	0
Betania	1	0	0
Total personal temporal en Colombia.....	<u>11</u>	<u>1</u>	<u>0</u>
En Perú			
Edegel	0	1	3
Total personal temporal en Perú.....	<u>0</u>	<u>1</u>	<u>3</u>
Total personal temporal en Endesa-Chile y sus filiales	<u>298</u>	<u>298</u>	<u>145</u>

(1) Ingendesa ha contratado a personal temporal para los proyectos, dada la naturaleza de sus actividades comerciales.

Todos los empleados chilenos que a los cuales sedespidan por razones que no constituya una conducta indebida tienen derecho por ley a una indemnización por despido. De acuerdo con la legislación chilena, los empleados permanentes tienen derecho a un pago base de un mes de sueldo por cada año de servicio (o bien una porción de seis meses de sueldo), sujeto a una limitación de un pago total no superior a un pago de 11 meses para los empleados contratados después del 14 de agosto de 1981. Las indemnizaciones por despidos pagadas a los empleados contratados con anterioridad a dicha fecha corresponden a un mes de sueldo por cada año completo de servicio, las cuales no se encuentran sujetas a ninguna limitación respecto del monto total que se deberá pagar. Además, en virtud de las negociaciones colectivas de Endesa-Chile, ésta tiene la obligación de efectuar pagos de indemnización por despido a todos los empleados que estén cubiertos, independientemente del motivo de su finiquito, con montos especificados, los cuales aumentan conforme a la antigüedad de servicio. 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 junio del

2004, la Compañía llegó a un acuerdo de negociación colectiva de cuatro años con el personal electromecánico, técnico y administrativo.

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 del 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 2004, según consta en los registros de accionistas de Endesa-Chile, 8.201.754.580 acciones se encontraban en poder de sus 25.169 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 2004

	Al 31 de diciembre del 2004	
	Acciones en usufructo	Porcentaje del total de acciones en circulación
Enersis (1).....	4.919.488.794	59,98 %
Citibank, N.A. (2).....	389.605.620	4,75 %
Directores y principales ejecutivos (17 personas) (3)	500.403	0,01 %

(1) Al 31 de diciembre del 2004, 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 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, una sociedad de inversión 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 Anónimas de Chile exige que las transacciones de la Compañía con partes asociadas se realicen sobre una base de mercado, o bien según condiciones similares a las que prevalecen habitualmente en el mercado. Los directores y principales ejecutivos de empresas que violen el Artículo 89 son responsables de las pérdidas que resulten de dicha violación. El comité de directores estudia diversas operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas, a las cuales se refieren en la Cláusula 89 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile e informa al respecto al directorio de la Compañía. Además, el Artículo 44 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que toda transacción en la cual un miembro del directorio tenga un interés personal, o en la cual actúe en representación de un tercero, se puede aprobar siempre que el directorio haya sido informado previamente del interés que dicho director tiene y que haya aprobado las condiciones de dicha transacción y éstas sean similares a las que prevalecen en el mercado. La ley chilena no exige a un director que tenga un interés que se abstenga de votar respecto de dicha transacción. Las reducciones 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 intereses 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. La Ley Eléctrica de Chile rige las condiciones de los contratos de la Compañía con Chilectra. Para mayor información respecto de las transacciones de la Compañía con las filiales y otras partes asociadas, véase la Nota 6 a los estados financieros consolidados auditados. 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 filial que tiene un déficit de caja constituye una práctica común en Chile. La política del Grupo Endesa establece que todo ingreso y egreso de caja de Endesa Chile y de las filiales de Endesa-Chile se administren a través de una política de gestión de caja centralizada en coordinación con Enersis. Estas operaciones se realizan por medio de créditos entre empresas a corto plazo. En virtud de la legislación y los reglamentos chilenos, se deben llevar a cabo dichas transacciones en condiciones de plena competencia. Dicha gestión de caja centralizada es más eficiente desde una perspectiva tanto financiera como tributaria. Todas estas operaciones se someten a la supervisión de nuestro comité de directores y los precios de estas transacciones se fijan a la TIP (tasa de interés variable de Chile) + 0,05% mensual.

En otros países de las regiones en las cuales realizamos nuestra actividad comercial se permite este tipo de transacciones entre empresas pero acarrear ciertas consecuencias tributarias adversas. Por consiguiente, no practicamos una administración centralizada de los flujos de caja de nuestras filiales no chilenas.

Adicionalmente Endesa-Chile ha efectuado créditos estructurados con sus filiales en Chile, principalmente con el objeto de financiar proyectos y refinanciar el endeudamiento existente. Al 31 de diciembre del 2004, el saldo neto pendiente de dichos créditos alcanzó U.S.\$444 millones, representando el monto pendiente mayor del 2004. Además, al 31 de diciembre del 2004 Endesa-Chile había prestado U.S.\$343 millones a sus filiales extranjeras con el fin de financiar las inversiones extranjeras. El monto más alto por pagar durante el 2004 en conexión a estos créditos otorgados a sus filiales extranjeras alcanzó U.S.\$481 millones.

La tasa de interés de estos créditos entre empresas para las filiales chilenas de Endesa-Chile fluctúa entre el 2,2% y el 6,5% con una tasa de interés promedio ponderada de aproximadamente 3,6% y entre el 6,6% y el 9,0% con una tasa de interés promedio ponderada de aproximadamente 7,7% 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 1968 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.

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 U.S.\$6,5 millones por contravención ocasionada por un suministro inadecuado al sistema de electricidad. Respecto del tercer período del decreto de racionamiento Endesa-Chile pagó U.S.\$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. Endesa-Chile ha impugnado esta afirmación. Dicho conflicto se resolvió por medio de la ejecución del Decreto Supremo N° 158 que estableció que Endesa-Chile sólo debería pagar por los días en los cuales efectivamente hubo racionamiento. En la actualidad los tribunales chilenos estudian este caso. Incluso si se adopta una decisión desfavorable, consideramos que no tendrá ningún impacto adverso sustancial en Endesa-Chile.

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.

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 U.S.\$11,4 millones por los daños ocasionados durante las inundaciones. Esta suma de U.S.\$11,4 millones se funda en la opinión entregada por el liquidador de averías de Endesa-Chile. Este proceso de arbitraje se cerró mediante un fallo con fecha 30 de septiembre del 2004 que establece que AGF/Allianz debe pagar la suma de U.S.\$ 6.230.499 más el interés. AGF/Allianz pagó el monto total el día 23 de diciembre del 2004.

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 U.S.\$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. Después de este fallo, HQI presentó una demanda de anulación ante la Corte Suprema que aún sigue pendiente.

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 haya agotado todo su abastecimiento de energía, todas las generadoras en el SIC deban 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 U.S.\$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 U.S.\$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 U.S.\$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 U.S.\$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.

Se resolvió este conflicto por medio de un acuerdo celebrado entre Minera Los Pelambres, EndesaChile y San Isidro con fecha 18 de junio del 2004.

Divergencia de potencia firme

En diciembre del 2004 Endesa-Chile y sus filiales Pehuenche y Pangué presentaron una demanda de anulación de ley pública en contra de la Resolución Ministerial N° 35 del Ministerio de Economía. El Ministerio de Economía resolvió un conflicto entre las compañías del CDEC-SIC en relación a las cantidades de potencia firme en el período 2000-2003 e instruyó al CDEC-SIC a redefinir las horas de mayor probabilidad de carga en el sistema. Dicha instrucción dio lugar a una serie de conflictos en el CDEC-SIC, los cuales se resolvieron mediante la creación del Panel de Expertos en septiembre y diciembre del 2004, concluyendo en el desembolso de pagos por parte de Pehuenche a las demás generadoras por una suma de aproximadamente Ch\$23 mil millones. A nivel consolidado, el efecto de los nuevos cálculos de la potencia firme del 2000-2003 implicó un costo para la Compañía de alrededor de Ch\$14,5 mil millones. Véase la Nota 31 a nuestros estados financieros consolidados para mayores detalles.

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 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.

Además de solicitar la negación de la prórroga del plazo de la restitución de derechos de aduana, el Departamento de Operaciones de Comercio Exterior (DECEX) presentó también una demanda administrativa, pendiente en la actualidad, solicitando la anulación de la restitución de derechos de aduana. El Ministerio de Desarrollo ha decidido unir ambas demandas ya que las dos hacen referencia al mismo tema. Aparte de las demandas administrativas, existía además una demanda judicial que se resolvió en noviembre del 2003.

Aunque a la fecha no hemos recibido una decisión administrativa final con respecto al conflicto de la restitución de derechos de aduana, CIEN de imprevisto recibió un aviso el 16 de diciembre del 2004 por parte del Recibo Federal de Brasil, informando sobre una obligación tributaria por la suma de U.S.\$ 624.497,96, que corresponde al Derecho de Aduana (II) y al Impuesto sobre Productos Fabricados (IPI) en relación a ciertos bienes importados dentro del régimen del incentivo fiscal. Esta cantidad consiste en el principal del impuesto pertinente (U.S.\$ 237.870,59), el interés devengado (U.S.\$ 208.706,06) y las multas (U.S.\$ 178.402,94).

El día 14 de enero del 2005, CIEN apeló dicho aviso, solicitando que se anulara puesto que el DECEX todavía no ha dictado su decisión final en relación a la restitución de derechos de aduana y por eso se deberían suspender

los derechos aduaneros de las importaciones realizadas por parte de CIEN en virtud del régimen del incentivo fiscal hasta que se dicte dicho fallo.

Una decisión final en contra de los intereses de CIEN podría significar una contingencia de aproximadamente U.S.\$100 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 (U.S.\$35.897.435,90) se está pagando en 120 cuotas mensuales desde 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 U.S.\$107 millones en ingresos anuales para CIEN. Sin embargo, el término anticipado de este contrato nos permitiría recontratar esta energía.

En octubre del 2004 CIEN presentó su defensa y el 23 de noviembre del 2004 se le informó a CIEN que se había vencido el plazo para que COPEL y el Estado de Paraná presenten sus defensas.

Consideramos que es extremadamente remota la posibilidad de 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 presentó su defensa en julio del 2003. El día 28 de septiembre del 2004 las autoridades tributarias federales emitieron una resolución que acepta en parte los argumentos de CIEN y, por ende, CIEN apeló la parte que la autoridad tributaria no aceptó, presentando la apelación el 27 de octubre del 2004. 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 U.S.\$7 millones.

Demanda legal presentada por CELG

El proceso legal de CELG revelado en nuestro informe anual del Formulario 20-F para el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2003 se resolvió el 11 de agosto del 2004. Véase el Ítem 4.B “Operaciones en Brasil” para mayor información.

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 por capacidad

La Resolución 077 de la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas ("CREG"), con fecha 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 por 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 por 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 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 por 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 por 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 por 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 eso ambas empresas exigieron la liquidación mensual de la carga de capacidad. 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 Sibatécundinamarca 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 U.S.\$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 U.S.\$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.

El 30 de agosto del 2004, se le informó a Emgesa que la corte de primera instancia había aceptado las propuestas de ciertas partes, incluyendo Emgesa, del “Pacto de Cumplimiento”, un documento que establece las obligaciones de las partes en caso de la cesación del juicio producto de un acuerdo entre las partes. La corte establece las fuentes y las responsabilidades para los temas financieros, en particular aquellos a cargo de las autoridades pública. La resolución de la corte de primera instancia establece que a Emgesa no se le acusa de contaminación.

El 5 de noviembre del 2004, se asignó un Comité de Monitoreo para verificar el cumplimiento con las condiciones impuestas por la corte. El Comité se reunirá el tercer día hábil de cada mes (la última reunión el 28 de enero del 2005) con el objetivo de presentar al juez un informe sobre el avance hacia el “Pacto de Cumplimiento”.

Perú

Imposición del impuesto sobre la renta por parte de la SUNAT

Producto de una auditoría tributaria, en un comienzo la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria del Perú (la “SUNAT”) impuso un crédito tributario sobre la renta de U.S.\$86 millones en conexión con la escisión de una sociedad en 1996 que produjo Edegel. Este crédito tributario sobre la renta corresponde principalmente a una depreciación tributaria excesiva de los activos fijos revaluados, entre otras cosas. La imposición 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 imposición 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 imposición 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 imposición, 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 válida. 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 U.S.\$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 U.S.\$15 millones aproximados. No obstante, las demandas más importantes siguen en contienda (e incluyen la depreciación tributaria excesiva para los activos fijos revaluados, la Regla VIII del Título preliminar del Texto Único Ordenado del Código Tributario y el valor de mercado de los activos fijos adquiridos).

Se celebró una audiencia el 10 de diciembre del 2003, en la que Edegel hizo una presentación oral de sus argumentos, y el 10 de septiembre del 2004, mediante la Resolución RTF N° 066864-2004, el Tribunal Fiscal resolvió el conflicto y determinó que la Regla VIII en el Título Preliminar del Texto Único Ordenado del Código no se aplica a la escisión de Edegel y que la demanda de SUNAT en relación a este tema es nula. Por consiguiente, le exigió a SUNAT realizar un nuevo análisis del valor de mercado de los activos fijos adquiridos en 1996.

Edegel considera que la valuación de los activos adquiridos en 1996 de Talleres Moyopampa es correcta desde una perspectiva técnica y que se realizó de conformidad a los reglamentos aplicables. Sin embargo, no se sabe cuál es la postura de SUNAT en relación a este tema ya que aún no comienza su análisis nuevo.

Si Edegel no acepta la imposición modificada de SUNAT del valor de mercado de los activos fijos adquiridos de Talleres Moyopampa, Edegel puede presentar una apelación ante el Tribunal Fiscal. En dicho escenario, el proceso de apelación puede durar hasta nueve meses.

Imposición del impuesto a la venta por parte de la SUNAT

El 27 de diciembre del 2004, SUNAT impuso una nueva demanda tributaria de Edegel por una suma acumulada de U.S.\$ 8,2 millones, incluyendo el impuesto, las multas y el interés (U.S.\$ 7,9 millones para el impuesto a la venta y U.S.\$ 0,3 millones para el impuesto sobre la renta). La razón principal de esta imposición consiste en el hecho de que la SUNAT no reconoce una transacción entre Edegel y Generandes Perú S.A. (propietario del 63,55% de las acciones en circulación de Edegel) que se llevó a cabo en el 2000.

Esta transacción consiste en un contrato de asistencia técnica celebrado entre Edegel y Generandes Perú S.A., en virtud del cual Generandes Perú S.A. prestó un servicio de asistencia a Edegel para la administración y el desarrollo de los proyectos Yanango y Chimay. Para poder cumplir con obligaciones establecidas en este contrato, Generandes Perú S.A. contrató a sus accionistas Entergy Power Perú S.A. (actualmente Southern Cone Power Perú S.A.) y Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. ("Subcontratistas"). Los subcontratistas cumplieron con varias obligaciones en nombre de Generandes Perú S.A., quien los compensó por sus servicios.

La posición de SUNAT es que: (i) Generandes Perú S.A. y los subcontratistas son "sociedades de inversión" y no pueden pagar la prestación de servicios contratados; (ii) Edegel no presentó los documentos para indicar que contrató Endesa-Chile y Entergy Co., accionistas de los subcontratistas, y, por lo tanto, SUNAT no acepta los documentos presentados por Edegel y emitidos por Endesa-Chile y Entergy Co.; y (iii) la administración y el desarrollo de los proyectos Yanango y Chimay no fueron realizados por terceros sino Edegel.

SUNAT sostiene que (i) Edegel recibió gratis los servicios de asistencia por parte de sus ejecutivos y directores, y de Endesa-Chile y Entergy Co.; y (ii) Edegel pagó Generandes Perú S.A. por un servicio que este último no prestó. A pesar de que SUNAT confiesa que los proyectos se llevaron a cabo, concluye que no existe ninguna conexión entre el pago a Generandes Perú S.A. y los ingresos tributables de Edegel.

Edegel [ha presentado] una objeción a la imposición de SUNAT y pretende refutar los argumentos de SUNAT y presentar nuevas pruebas en el caso. Los asesores legales de Edegel consideran que el Tribunal Fiscal debería desechar los argumentos de SUNAT y realizar un análisis nuevo.

Política de dividendos

Tal como lo exige la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, a menos que se decida lo contrario mediante voto unánime de sus acciones emitidas con derecho a voto que se hayan emitido y suscrito, EndesaChile 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 celebrada en marzo del 2004 aprobó la política de dividendos que establece la entrega de dividendos por un monto del 30% de la utilidad neta del 2003.

En la Junta Ordinaria celebrada el 28 de febrero del 2005, el directorio de la Compañía aprobó modificaciones a la política de dividendos que se había presentado en la última Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 26 de marzo del 2004. En la Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 8 de abril del 2005 el directorio propuso una modificación a la política de dividendos, aprobada por los accionistas, para permitir el pago de un dividendo equivalente al 50% de la utilidad neta anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2004. Esta modificación implica un aumento del 20% de la proporción de ganancias que se distribuyen, a saber, del 30% al 50%. El 18 de abril del 2005 se pagó un dividendo por la suma de Ch\$4,13 por acción a aquellas personas que compraron acciones chilenas o ADRs el 12 de abril del 2005 o antes de dicha fecha.

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: en virtud de su acuerdo crediticio del 5 de noviembre del 2004, se le prohíbe a Endesa-Chile el pago de dividendos si existe un incumplimiento o un evento de incumplimiento o si existiera después de haber hecho efectivo dicho pago; su filial Pangué no puede realizar el pago de dividendos a no ser que cumpla con ciertas cláusulas financieras asociadas a las razones de apalancamiento y de cobertura del servicio de la deuda; Edegel no puede pagar dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos; A Costanera se le prohíbe (i) pagar dividendos e interés entre empresas, (ii) realizar reducciones de capital y (iii) repagar su deuda mientras ciertos créditos se mantengan impagos; y a Betania se le prohíbe (i) pagar dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos, (ii) repagar su deuda entre empresas a no ser que obtenga fondos adicionales de la venta de activos o de la reducción de capital de su filial (Emgesa) y (iii) 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 indicados, los montos por acción de los dividendos distribuidos por la Compañía y el monto de los dividendos distribuidos por 30 Acciones (un ADS representa 30 Acciones) en dólares estadounidenses. Véase “Ítem 10.D. Información Adicional—Controles de Cambio”.

Año	Dividendos distribuidos (1)		
	Ch\$ por acción (2)	Ch\$ por acción (3)	U.S.\$ por 30 acciones (ADS) (4)
1997	11,74800	14,60356	0,786
1998	2,06200	2,41377	0,129
1999	—	—	0
2000	0,96000	1,04823	0,056
2001	0,94000	0,01821	0,055
2002	0	0	0
2003	2,30000	2,36000	0,127
2004 (5).....	4.13000	4.13000	0.220

(1) Esta tabla detalla los dividendos pagaderos en cualquier año dado pero no necesariamente los que se pagaron ese mismo año y no reflejan la reducción para los efectos de cualquiera de los impuestos retenidos de Chile.

(2) Los montos indicados se expresan en pesos chilenos históricos.

(3) Los montos indicados se expresan en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre del 2004.

- (4) El dólar estadounidense por monto de ADS se ha calculado aplicando el tipo de cambio de Ch\$557,4 = U.S.\$1,00, el tipo de cambio observado vigente al 31 de diciembre del 2004, al monto en pesos chilenos constantes.
- (5) Pagado el 18 de abril del 2005 según lo aprobado por la Junta de Accionistas del 8 de abril del 2005.

B. Cambios significativos

No hay.

Ítem 9. La oferta y cotización

A. Detalles de la oferta y cotización

Precio de mercado e información de volumen

Endesa-Chile tiene un total de 8.201.754.580 acciones que se cotizan en Chile, los Estados Unidos y España. Las acciones en Chile se transan en tres bolsas: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Corredores de Valparaíso. Endesa-Chile llevo a cabo una oferta de derechos preferenciales y una oferta en Estados Unidos de ADS en 1994 (las "Ofertas de 1994"). Desde la conclusión de las ofertas en 1994, los 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.

Durante el 2004 el volumen transado en la Bolsa de Comercio de Santiago alcanzó 859.476.150 acciones, lo que equivale Ch\$ 245,16 mil millones. La tabla que aparece a continuación muestra, para los períodos indicados, los precios de cierre máximo y mínimo, tanto anuales como trimestrales, en pesos chilenos de las Acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y los precios de cierre máximo y mínimo, tanto anuales como trimestrales de los ADS en dólares estadounidenses, según lo informado por la Bolsa de Valores de Nueva York. A contar del 31 de diciembre del 2004, los ADR demostrando 12.986.854 se encontraban en circulación (equivalentes a 389.605.620 acciones o bien el 4,75% del número total de acciones emitidas). No es práctico para la Compañía determinar la proporción de ADR en usufructo por parte de los ciudadanos estadounidenses. Las acciones cerraron en U.S.\$18,84 al último día de operaciones bursátiles en la Bolsa de Valores de Nueva York en el 2004.

Últimos seis meses	Bolsa de Comercio de Santiago (1)(2)		NYSE (1)	
	Ch\$ por acción		U.S.\$ por ADS	
	Alto	Bajo	Alto	Bajo
Mayo 2005.....	452,00	428,00	23,79	22,35
Abril 2005.....	480,00	384,89	25,03	19,50
Marzo 2005.....	393,00	352,00	20,29	17,82
Febrero 2005.....	366,00	331,00	19,27	16,93
Enero 2005.....	340,01	313,50	18,23	16,16
Diciembre 2004.....	347,50	325,99	18,66	16,50
2004 anual.....	347,50	225,00	18,66	11,50
1er trimestre.....	268,01	225,00	13,80	11,52
2do trimestre.....	279,00	248,00	13,71	11,50
3er trimestre.....	328,00	259,00	16,33	12,20
4to trimestre.....	347,50	311,00	18,66	15,27
2003 anual.....	253,00	172,00	12,02	7,02

	Bolsa de Comercio de Santiago (1)(2)		NYSE (1)	
	Ch\$ por acción		U.S.\$ por ADS	
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
2002 <i>anual</i>	236,00	152,50	10,73	6,05
2001 <i>anual</i>	254,00	190,99	12,22	7,96
2000 <i>anual</i>	254,70	180,00	14,37	9,75

(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.

Ítem 9C. Mercados

En Chile, las acciones de la Compañía se transan en tres bolsas. La más grande del país, la Bolsa de Comercio de Santiago, fue fundada en 1893 como empresa privada. Su patrimonio está constituido por 48 acciones en propiedad de 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. Para el ejercicio terminado en el 2004, la Bolsa de Comercio de Santiago representó el 75% de todos los capitales de Endesa-Chile transados en Chile. Además, aproximadamente un 22% de las transacciones de capitales se realizó en la Bolsa Electrónica, el mercado de transacciones electrónicas que fuera creado por los bancos y por las agencias de corretajes que no eran miembros y el 3% se transó en la Bolsa de Corredores de Valparaíso.

En la Bolsa de Comercio de Santiago se transan capitales, fondos con capital fijo, valores con renta fija, valores a corto plazo y del mercado monetario, oro y dólares 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 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, a las 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 2004, 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 Latinoamericanas 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 2004 ascendieron a 1.207.275 unidades, que a la vez equivale a €25,67 millones. Las acciones cerraron en €13,30 al último día de transacciones en la Latibex en el 2004.

D. Accionistas que venden

No se aplica.

E. Reducción

No se aplica.

F. Gasto de la emisión

No se aplica.

Ítem 10. Información adicional

A. Capital social

Se presenta a continuación en la Sección B del presente ítem.

B. Memorando y escritura social

Descripción del capital social

A continuación se indica cierta información relativa a nuestro capital social y un breve resumen de ciertas disposiciones de importancia de nuestros estatutos y de la ley chilena.

Generalidades

Los derechos de los accionistas de las empresas chilenas están regidos por los estatutos de la empresa, los cuales cumplen efectivamente con el propósito de los artículos o del certificado de constitución y de los estatutos de una empresa constituida en los Estados Unidos, como asimismo por la Ley de Sociedades Anónimas N°18.046 de Chile. Además, el DL-3500, que permite que los fondos de pensión inviertan en acciones de empresas calificadas, indirectamente afecta la gobernabilidad corporativa y prescribe ciertos derechos de los accionistas. De acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, las acciones legales en contra de nosotros emprendidas por accionistas que hagan valer sus derechos como tales deben realizarse en Chile en juicios arbitrales, o bien, a opción del demandante ante los tribunales ordinarios de Chile.

Los mercados de valores de Chile son regulados principalmente por la Superintendencia de Valores y Seguros, o SVS, bajo la Ley de Mercado de Valores N° 18045 y la Ley de Sociedades Anónimas de Chile. Estas dos leyes estipulan exigencias de 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 Anónimas de Chile aclara el reglamento que constituye las sociedades anónimas abiertas, eliminando al mismo tiempo la supervisión de gobierno de las compañías cerradas. El 20 de diciembre del 2000, se promulgó la Ley 19.705, la cual introduce importantes modificaciones a la Ley de Sociedades Anónimas de Chile y a la Ley del Mercado de Valores. Entre otras cosas, entrega una nueva definición para las sociedades anónimas abiertas cuyas acciones se transan en la bolsa y nuevas reglas relativas al cambio de control, las ofertas de compra, las transacciones con los directores, las mayorías calificadas, la recompra de acciones, el comité de directores, las opciones de compra de acciones y las acciones de derivados. Las sociedades anónimas abiertas son aquellas que tienen 500 o más accionistas, o las compañías en las que 100 o más accionistas poseen por lo menos un 10% del capital suscrito, excluyendo a quienes sean individualmente propietarios de una cantidad que supere dicho porcentaje y a todas las otras empresas que estén inscritas ante la SVS, independientemente del número de sus accionistas. EndesaChile 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. Puesto que se estima que los ADR representan las participaciones en acciones ordinarias implícitas de los ADR, las transacciones en ADR estarán sujetas a estos requisitos de informe, como también a los establecidos en la Circular 1.375 de la SVS. Se deben informar las transacciones detalladas a continuación:

- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones que hiciese un titular que tuviese en su posesión directa o indirecta el 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima;
- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones que hiciese un titular, producto de una adquisición de acciones de dicha sociedad anónima, que resultase en la adquisición o la enajenación directa o indirecta del 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima; y
- toda adquisición o compra directa o indirecta de cualquier monto de acciones que hiciera un director, receptor, ejecutivo principal, gerente general o gerente de una sociedad anónima.

Además, las personas que formen parte de cualquiera de las transacciones anteriormente señaladas deben informar a la SVS y las bolsas de comercio chilenas si dichas transacciones se efectúan con la intención de obtener el control de la Compañía.

En virtud del nuevo Artículo 54 de la Ley del Mercado de Valores y la Norma de Carácter General N° 104 promulgada por la SVS el 5 de enero 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 EndesaChile, 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 cumplimiento de 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 de Voto”.

Capitalización

De conformidad con la ley chilena, los accionistas de una empresa, que participen en una junta extraordinaria de accionistas, tienen la facultad de autorizar un aumento de su capital. Cuando un inversionista suscribe acciones, las acciones se emiten y registran oficialmente a su nombre y el suscriptor recibe el tratamiento de accionista para todos los fines, con la excepción de la percepción de dividendos y 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\$ 1.076.448.692 (este monto corresponde al capital suscrito y pagado el 31 de diciembre del 2004) por medio 8.201.754.580 acciones.

Derechos preferenciales e incrementos de capital social

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile exige a las empresas chilenas que otorguen el derecho preferencial a los accionistas de comprar un número suficiente de acciones para mantener su porcentaje existente de propiedad de dicha empresa, cada vez que ésta emita nuevas acciones.

Conforme a la legislación chilena, los accionistas pueden ejercer o transferir libremente los derechos preferenciales durante el período de 30 días luego de otorgados dichos derechos. Durante este período de 30 días y durante un período adicional de 30, las sociedades anónimas abiertas no están autorizadas a ofrecer ninguna de las acciones no suscritas a terceros en condiciones que sean más favorables que las dadas a sus accionistas. Al final de este período de 30 días, una sociedad anónima abierta chilena está autorizada a vender acciones no suscritas a terceros con cualquier condición, siempre que éstas sean vendidas en una de las bolsas de comercio chilenas.

Junta de Accionistas y derechos de voto

Una modificación de los Artículos 1bis, 5bis, 16bis, 20 bis, 27bis, 28bis, 32bis, 34bis, 35bis y 36bis 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 que 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 Anónimas de Chile, una fusión o una división de la empresa;
- una modificación al plazo de duración o a una disolución anticipada;
- un cambio de domicilio de la sociedad;
- una disminución del capital social;
- una aprobación de aportes de capital en especie y una evaluación de activos que no consisten en dinero;
- una modificación de la autoridad reservada a los accionistas o limitaciones en el directorio;
- una reducción en el número de directores;
- una enajenación de 50% o más de los activos de la sociedad, ya sea la inclusión de una enajenación de pasivos o no, como asimismo la aprobación o modificación del plan comercial que contemple la enajenación de activos por dicho monto;
- la forma de distribución de los beneficios corporativos;
- la emisión de garantías para los pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, pero si el tercero corresponde a una filial de la empresa, basta con la aprobación del directorio; o
- la adquisición de las acciones de la propia sociedad;
- ciertos recursos para la nulidad de los estatutos sociales.

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 solicitud de representantes. Sin embargo, los accionistas tienen derecho a examinar los libros de la empresa dentro del período de 15 días antes de la junta programada. Conforme a la ley chilena, al menos 15 días antes de la fecha de dicha junta se debe enviar por correo una notificación de una junta de accionistas con un listado de las materias que se abordarán en ésta y, en casos de una junta ordinaria anual, se debe enviar a los accionistas un informe anual de las actividades de la empresa que incluya los estados financieros sometidos a auditoría. Se establecen las limitaciones sobre la distribución de memorias anuales para la SVS en la Circular N° 1108.

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que, a petición de accionistas que representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, la memoria anual de una empresa chilena debe incluir, además de los materiales proporcionados por el directorio a los accionistas, los comentarios y propuestas de dichos accionistas en relación con los asuntos de la empresa. De modo similar, la Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que cuando el directorio de una sociedad anónima abierta convoca a una junta ordinaria de accionistas y solicita representantes para la junta, o hace circular información que fundamente sus decisiones u otro material similar, está obligado a incluir los comentarios y propuestas pertinentes que puedan haber formulado los accionistas en poder del 10% o más de las acciones con derecho a voto de la empresa que requieran que se incluyan dichos comentarios y propuestas.

Sólo los accionistas registrados como tales ante Endesa-Chile tienen derecho, por lo menos cinco días hábiles antes de la fecha de una junta, a asistir y votar sus acciones. Un accionista puede designar a otro individuo, quien no requiere ser accionista como su representante, para asistir y votar en su representación. Los poderes para dichas representaciones deberán ser dados a conocer por escrito para la totalidad de las acciones en poder del 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, según se calculan en 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 Anónimas de Chile (en el caso de dividendos mínimos, 30 días después de la declaración; en el caso de los dividendos adicionales, la fecha establecida para el pago en el momento de la declaración) se ajustan para que reflejen el cambio del valor de la UF, un índice chileno ajustado según la inflación, desde la fecha determinada para el pago hasta la fecha en que dichos dividendos son efectivamente pagados. Dichos dividendos también devengan interés según la tasa vigente para los depósitos denominados en UF durante ese período. El derecho a percibir un dividendo caduca si no es reclamado dentro de cinco años desde la fecha que dicho dividendo es pagadero.

En el caso de una liquidación de Endesa-Chile, los 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 Anónimas 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 dentro

de los 30 días después de la junta de accionistas. El precio pagado a un accionista disidente de una sociedad anónima abierta cuyas acciones se cotizan y transan activamente en una de las Bolsas de valores chilenas, corresponde al más alto entre (i) el promedio ponderado de los precios de venta de las acciones según lo dado a conocer por las Bolsas de valores chilenas en las cuales se cotizan las acciones durante el período de dos meses anteriores a la junta de accionistas que originó el derecho de retiro, y (ii) el precio de mercado que resulte del precio promedio de las transacciones de ese día. En caso de que, debido al volumen, la frecuencia, el número y la diversidad de compradores y vendedores, la SVS determine que las acciones no se transan activamente en la bolsa de valores, el precio pagado al accionista disidente debe ser el valor contable. Valor contable para este fin debería equivaler al capital pagado más las reservas y utilidades, menos las pérdidas, dividido por el número total de acciones suscritas, ya sea total o parcialmente pagadas. Para fines de la realización de este cálculo se emplea el último balance, con los ajustes que reflejen la inflación a la fecha de la junta de accionistas que originó el derecho a retiro.

Entre las resoluciones que originan el derecho de retiro de un accionista están, entre otras, las siguientes:

- la transformación de la empresa en una entidad que no sea una sociedad anónima abierta que está sujeta a la Ley de Sociedades Anónimas de Chile;
- la fusión de la empresa con otra;
- la enajenación de 50% o más de los activos de la sociedad, ya sea que incluya la enajenación de pasivos o no, como asimismo el plan comercial que contemple la enajenación de activos por un monto mayor que dicho porcentaje;
- la emisión de garantías para los pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, pero si el tercero corresponde a una filial de la empresa, basta con la aprobación del directorio; o
- la creación de derechos preferenciales para una clase de acciones o una modificación a las ya existentes. En este caso, el derecho a retiro sólo corresponde a los accionistas disidentes de la(s) clase(s) de acciones que sean adversamente afectadas; y
- ciertos recursos para la nulidad de los estatutos sociales; y
- otras causas, según lo establezcan los estatutos de la empresa.

Inversiones por parte de las AFP

El Título XII del DL-3500 permite que las Administradoras de Fondos de Pensiones o las AFP inviertan sus activos de fondos en empresas que estén sujetas a dicho Título y que sean objeto de mayores restricciones, en otras empresas. La decisión sobre las acciones que pueden ser adquiridas por las AFP es adoptada por la Comisión Clasificadora de Riesgos que a su vez establece los lineamientos para las inversiones y está facultada para aprobar o rechazar aquellas las empresas que reúnan los requisitos para las inversiones de las AFP. Desde 1987 que Endesa-Chile se clasifica como empresa del Título XII y está aprobada por la CCR.

A las empresas del Título XII se les exige contar con estatutos que restrinjan la propiedad de cualquier accionista a un porcentaje máximo específico, que exijan que se adopten ciertas medidas sólo en una junta de accionistas y den a los accionistas el derecho de aprobar ciertas políticas de inversiones y financiamiento.

Registros y transferencias

Las acciones son registradas por Endesa-Chile a través de un Agente Administrativo que se denomina el Depósito Central de Valores S.A., Depósito de Valores. Esta entidad es también responsable del registro de los accionistas de Endesa-Chile. En el caso de acciones de propiedad en común, se debe designar a un apoderado para que represente a los titulares conjuntos en las negociaciones con EndesaChile.

Contrato de inversiones extranjeras y Capítulo XXVI

Con relación a nuestra oferta inicial de ADS en 1994, celebramos un Contrato de Inversiones Extranjeras (el “Contrato de Inversiones Extranjeras”) con el Banco Central y el Depositario, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 47 de la Ley del Banco Central y el Capítulo XXVI del Compendio del Reglamento Cambiario del Banco Central (“Capítulo XXVI”), que regía la emisión de ADS por parte de una empresa chilena. Según el Contrato de

Inversiones Extranjeras, las divisas para pagos y distribuciones respecto de los ADS pueden adquirirse ya sea en el Mercado Cambiario Formal o Mercado Cambiario Informal, pero la remesa de dichos pagos debe necesariamente efectuarse a través del primero. Se encuentra en vigencia un nuevo Compendio del Reglamento Cambiario desde el 19 de abril 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 U.S.\$ 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 U.S.\$ (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 U.S.\$, siempre que la solicitud correspondiente sea presentada al Banco Central dentro de siete días hábiles bancarios desde la conversión inicial a pesos. Las acciones adquiridas de la manera que se describe anteriormente pueden depositarse para ADR y gozar de los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras, previa recepción por parte del Banco Central de un certificado del Depositario (o el Custodio en su representación) de que dicho depósito ha sido efectuado y que los ADR relacionados han sido emitidos y previa recepción de una declaración de la persona que realiza dicho depósito, renunciando a los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras respecto de las acciones ordinarias depositadas.

El acceso al Mercado Cambiario Formal no es automático en ninguna de las circunstancias descritas anteriormente. De conformidad al Capítulo XXVI, dicho acceso requiere la aprobación del Banco Central sobre la base de una petición al respecto presentada a través de una institución bancaria constituida en Chile. El Contrato de Inversiones Extranjeras estipula que si Banco Central no ha tomado acción en dicha petición dentro de siete días hábiles bancarios, se considerará dicha petición como aprobada.

En noviembre de 1995, el Banco Central modificó el Capítulo XXVI para regular las ofertas secundarias de ADS por parte de empresas que anteriormente celebraran un Contrato de Inversiones Extranjeras. De acuerdo a los nuevos reglamentos, celebramos un Contrato de Inversiones Extranjeras modificado en relación con sus ofertas de ADS, concluidas en febrero de 1996, para cumplir con las reglas en vigencia a la fecha de la aprobación del Banco Central de la nueva emisión de ADS.

El 16 de noviembre de 1999, el Banco Central emitió una nueva normativa que modificó el Capítulo XXVI. Entre las modificaciones, el Capítulo XVI ahora exige que las divisas que ingresen a Chile en virtud del Capítulo XXVI deban ser convertidas en pesos chilenos en el Mercado Cambiario Formal y que las acciones demostrando ADR sólo puedan 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.

De conformidad a la ley chilena vigente, el Contrato de Inversiones Extranjeras no puede ser alterado unilateralmente por el Banco Central. Sin embargo, no se puede asegurar que en el futuro no se vayan a imponer restricciones chilenas adicionales aplicables a los 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 del 2001 se eliminó. A pesar de esta eliminación, el Banco Central puede reinstaurar en cualquier momento el encaje.

C. Contratos sustanciales

No hay .

D. Controles cambiarios

Entre otras cosas, el Banco Central es responsable de las políticas monetarias y de los controles cambiarios en Chile.

El 23 de enero 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 nuevas decisiones de inversiones y de financiamiento transfronterizo 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. De conformidad a la ley chilena, las disposiciones incluidas en los estatutos tales como las tasas impositivas aplicables a inversionistas extranjeros, el cálculo de la renta imponible para fines chilenos y la manera en que se imponen y cobran los impuestos chilenos pueden ser modificadas sólo por otra ley. Además, las

autoridades tributarias chilenas promulgan dictámenes y reglamentos de aplicación general o específica e interpretan las disposiciones de la ley tributaria chilena. No se puede hacer una tasación retroactiva de los impuestos en contra de contribuyentes que actúen de buena fe confiando en dichos dictámenes, reglamentos e interpretaciones, pero las autoridades tributarias chilenas pueden modificar sus dictámenes, reglamentos e interpretaciones en el futuro. El análisis a continuación también se basa parcialmente en representaciones del depositario, y supone que toda obligación en el acuerdo sobre depósitos y los acuerdos relacionados se realizará de acuerdo con estos términos. No existe un tratado sobre el impuesto sobre 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 distribuable, 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 modificó la tasa del impuesto corporativo chileno que hasta el 31 de diciembre del 2001 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 2003. 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 distribuable	83
Dividendo distribuable (50% de la utilidad neta distribuable)	41,5
Impuesto percibido por retención (35% de la suma de un dividendo de Ch\$41,5 más Ch\$8,5)	(17,5)
Crédito para el 50% del impuesto corporativo chileno	8,5
Impuesto neta percibido por retención	(9)
Dividendo neto recibido	32,5
Tasa vigente de la retención del dividendo	21,69%

En general, la tasa vigente del impuesto percibido por retención chileno para dividendos, después de aplicar el crédito para el impuesto corporativo chileno pagado por la compañía, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Dividendo efectivo: } \frac{(\text{tasa del impuesto percibido por retención}) - (\text{tasa del impuesto corporativo chileno})}{1 - (\text{tasa del impuesto corporativo chileno})}$$

Por lo general, se da por hecho que los dividendos son pagados de las utilidades no distribuidas más antiguas de la empresa con el propósito de determinar el nivel de impuesto sobre 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.

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.

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 generarán una ganancia de capital sujeta a tributación en Chile.

Tributación de derechos y derechos de ADS

Para efectos tributarios chilenos, la recepción de derechos o derechos de ADS de parte de un 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 los Estados Unidos

El análisis a continuación describe las consecuencias sustanciales federales de Estados Unidos asociadas a la adquisición, posesión y entrega de nuestros ADS o acciones a un propietario en usufructo que es, para efectos tributarios de EE.UU., (i) un ciudadano o residente de Estados Unidos, (ii) una sociedad u otra entidad sujeta a las reglas tributarias de una sociedad que está constituida u organizada bajo las leyes de Estados Unidos o cualquier subdivisión política de ella o (iii) una masa hereditaria o un fideicomiso de los ingresos sujetos a tributación federal de Estados Unidos independiente de su origen. El texto se basa en las leyes tributarias de Estados Unidos, incluyendo el *Internal Revenue Code* (“Código de Impuestos Internos”) de 1986, y sus modificaciones (el “Código”), los reglamentos finales, temporales y propuestos, los fallos y decisiones legales publicados, todos los cuales en sus versiones vigentes o propuestas, están sujetos a cambios en cualquier momento, posiblemente con un efecto retroactivo.

El análisis abarca solamente nuestros ADS y acciones en manos de ustedes como bienes de capital según se definen en la Sección 1221 del Código y no se refiere al tratamiento tributario que reciben las personas que pertenecen a una clase de titulares sujetos a tratamientos especiales bajos 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;
- sociedades u otras entidades clasificadas como sociedades para efectos del impuesto sobre la renta federal de Estados Unidos;
- una persona titular de nuestros ADS o acciones como parte de un *straddle*, transacción de cobertura o conversión;
- 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, a parte de ciertas distribuciones prorrateadas de acciones ordinarias, (incluyendo los montos retenidos por nosotros respecto a los impuestos chilenos) se tratarán como ingresos de dividendos de origen extranjero recibidos por usted y no se aplicará la rebaja para dividendos recibidos generalmente permitida para las sociedades de conformidad con el Código. Sujeto a las restricciones aplicables y a la discusión arriba en relación a las preocupaciones expresadas por parte de la Tesorería de los Estados Unidos, se aplicará un impuesto a una tasa máxima del 15% a los dividendos pagados a titulares no corporativos de los Estados Unidos en los años tributables que comiencen antes del 1 de enero del 2009. Los titulares de Estados Unidos deben consultar con sus propios asesores tributarios respecto de las implicancias que tiene esta nueva legislación en sus circunstancias particulares. El monto 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 en 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 (o el depositario en el caso de los ADSs) efectiva o implícitamente recibió dichas distribuciones, independiente de si los pesos se convierten efectivamente en U.S.\$ en ese momento. Si usted posee acciones, los dividendos se consideran recibidos en la fecha en que usted recibe su distribución. Si usted posee ADS, dicha fecha sería la fecha en la cual el Depositario recibe la distribución. Si los elementos recibidos en pesos no se convierten en dólares US el día en que se reciben, es posible que se le exija a usted reconocer una ganancia o pérdida en divisa (la que se considerará un ingreso o pérdida ordinaria de origen estadounidense, cualquiera que sea el caso) al realizar la venta posterior u otra enajenación de los pesos.

Efecto de los impuestos percibidos por retención chilenos

El pago de dividendos de nuestros ADS o acciones a inversionistas extranjeros está sujeto al impuesto percibido por retención chileno. Para fines del impuesto sobre 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 las limitaciones y restricciones aplicables que pueden variar según sus circunstancias y sujeto a la discusión antes detallada en relación a las preocupaciones expresadas por la Tesorería de Estados Unidos, usted tendrá derecho de recibir un crédito que se aplicaría 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., por la cantidad neta de impuestos a la renta chilenos retenidos por nosotros. El límite para los impuestos extranjeros que califican para un crédito se calcula de manera separada para específicas clases de ingresos. Las normas que rigen los créditos tributarios extranjeros son complejas y, por ende, le instamos que consulte con su asesor tributario para determinar el límite al cual 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 puedan aplicar como crédito a su obligación tributaria asociada al 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 tratan como una PFIC para cualquiera año fiscal durante el cual usted es titular de un ADS o acción, ciertas consecuencias adversas podrían aplicarse a usted.

Si nos tratasen como una PFIC en cualquier año sujeto a impuestos durante su período de tenencia, a usted se le podría significar ciertas consecuencias adversas, incluyendo la imposición de impuestos mayores que aquellos que normalmente se le aplicarían y exigencias adicionales en relación a la entrega de formularios tributarios. Le instamos que consulte con sus asesores tributarios respecto de las consecuencias que enfrentaría en caso de que nos tratasen como una PFIC, además de la disponibilidad y la conveniencia de optar por la elección de evitar las consecuencias adversas de la tributación federal estadounidense de la condición de una PFIC en caso de que nos clasificasen como PFIC para cualquier año sujeto a impuestos.

Retenciones de respaldo y otros requisitos asociados a la publicación de informes

El pago de dividendos y de ganancias de ventas que se hacen dentro de los Estados Unidos o mediante ciertos intermediarios financieros relacionados con los EE.UU. por lo generales sujeto a la presentación de información o la retención de respaldo a no ser que (i) usted sea una sociedad u otro recipiente exento de pago o (ii) en el caso de la retención de respaldo, usted presente un número de identificación de contribuyente y certifique que no está sujeto a la retención de respaldo. La retención de respaldo no es un impuesto adicional. La cantidad de cualquier retención de respaldo proveniente de un pago que se le hace a usted se podrá aplicar como crédito a su obligación tributaria federal en relación a su impuesto sobre la renta de EE.UU. y le puede dar derecho de recibir un reembolso, siempre que la información requerida se entregue al *Internal Revenue Service* (el Servicio de Impuestos Internos de EE.UU.).

F. Agentes de dividendos y pagos

No se aplica.

G. Declaración de expertos

No se aplica.

H. Documentos disponibles al público

Estamos sujetos a los requisitos de información de la Ley de la Bolsa de Valores, salvo que como emisor extranjero, no estamos sujetos a las reglas de representación ni a las reglas de publicación de utilidades *short-swing* de la Ley de la Bolsa de Valores. De acuerdo a estos requisitos establecidos por la Ley, presentamos o facilitamos 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 entregada a la SEC, los cuales se pueden acceder en el Internet en <http://www.sec.gov>.

I Información de las filiales

No se aplica.

Ítem 11. Divulgación 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 de 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 31 de diciembre del 2004 y del 2003 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 de 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 2004 y del 2003 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 2004 y del 2003 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 2004 y 2003, 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 2004

	2004	2005	2006	2007	2008	En adelante	Total	Valor justo
								en MMU.S.\$
Chile Endesa-Chile:								
Compra de electricidad en GWh	720	720	720	—	—	—	2.160	(14,28)
Precio promedio ponderado en U.S.\$/MWh	25,2	25,2	34,1	—	—	—	—	—
Colombia Emgesa y Betania:								
Venta de electricidad en GWh	232	—	—	—	—	—	232	096
Precio promedio ponderado en U.S.\$ /MWh	32,4	—	—	—	—	—	—	—
Compra de electricidad en GWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Precio promedio ponderado en U.S.\$ /MWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Brasil CIEN:								
Venta de electricidad en GWh	7.469	8.943	9.256	10.620	10.591	87.003	133.882	291,16
Precio promedio ponderado en U.S.\$/MWh	30,1	26,7	26,5	25,3	25,4	25,8	—	—
Compra de electricidad en GWh	2.505	5.004	5.535	7.819	7.798	62.693	91.354	(301,40)
Precio promedio ponderado en U.S.\$	16,2	17,3	17,3	17,4	17,5	17,8	—	—
Argentina CEMSA:								
Venta de electricidad en GWh	1.767	3.529	3.903	5.514	5.499	42.151	62.361	318,02
Precio promedio ponderado en U.S.\$ /MWh	16,5	18,0	18,1	18,2	18,3	19,0	—	—
Compra de electricidad en GWh	2.003	4.001	4.425	6.252	6.235	47.920	70.836	(220,73)
Precio promedio ponderado en U.S.\$	15,3	17,7	17,9	18,2	18,3	19,1	—	—
Argentina COSTANERA – CBA								
Venta de electricidad en GWh	1.421	2.839	3.140	4.436	4.424	39.274	55.534	14,61
Precio promedio ponderado en U.S.\$ /MWh	15,4	16,2	16,2	16,3	16,3	16,7	—	—

Al 31 de dic. del 2003

	2003	2004	2005	2006	2007	En adelante	Total	Valor justo
								en MMU.S.\$
Chile Endesa-Chile:								
Compra de electricidad en GWh	720	720	720	720	—	—	2.880	(10,03)
Precio promedio ponderado en U.S.\$ /MWh	24	23,2	23,3	23,6	—	—	—	—
Colombia Emgesa y Betania:								
Venta de electricidad en GWh	4.850	232	—	—	—	—	5.082	12,65
Precio promedio ponderado en U.S.\$ /MWh	27,8	24,9	—	—	—	—	—	—
Compra de electricidad en GWh	102	—	—	—	—	—	102	0,08
Precio promedio ponderado en U.S.\$ /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 U.S.\$ /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 U.S.\$	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 U.S.\$ /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 U.S.\$	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 U.S.\$ /MWh	15,0	15,0	15,1	15,3	15,4	15,5	—	—

(1) Durante el 2003 se modificaron algunos de los contratos de 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.

Riesgo de la tasa de interés

Al 31 de diciembre del 2003 y 2004, el 22,6% y 10,0%, respectivamente, de las obligaciones pendientes de la Compañía estaban sujetas a tasas de interés flotantes (principalmente basadas en la tasa LIBOR). La Compañía administra su riesgo con respecto a las tasas de interés al mantener sus deudas tanto en tasas variables como fijas.

Al 31 de diciembre del 2004 los valores registrados para fines de contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros significativos (incluyendo los documentos de cobertura de riesgo) que exponen a la Compañía a un riesgo con respecto a las tasas de interés, son los que se indican a continuación:

Al 31 de diciembre del 2004								
	2005	2006	2007	2008	2009	En adelante	Total	Valor justo
(en millones Ch\$ constantes)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en Ch\$ y UF	4.312	144.445	3.677	3.602	3.811	166.989	326.836	342.450
Tasa de interés promedio ponderada	7,76%	8,04%	8,02%	8,01%	8,00%	—	7,95%	
Denominadas en U.S.\$	80.825	136.999	80.834	246.889	365.740	660.563	1.571.850	1.714.607
Tasa de interés promedio ponderada	7,28%	7,27%	7,23%	7,12%	6,45%	—	7,14%	
En otras monedas	18.752	58.724	1.768	10.258	7.346	72.626	169.474	174.288
Tasa de interés promedio ponderada	10,50%	11,17%	11,35%	12,03%	11,80%	—	11,25%	
Tasa variable								
Denominadas en Ch\$ y UF								
Tasa de interés promedio ponderada								
Denominadas en U.S.\$ (1)	61.405	-17.932	809	809	6.383	5.310	56.785	56.913
Tasa de interés promedio ponderada (1)	-0,43%	4,74%	5,01%	5,61%	5,10%	—	3,34%	
En otras monedas	65.235	23.607	16.171	1.025	67.601	—	173.639	175.892
Tasa de interés promedio ponderada	13,44%	13,45%	13,06%	13,00%	—	—	13,19%	
Total	230.530	345.844	103.259	262.583	450.880	905.488	2.298.584	2.464.149

(1) Durante el 2005 la tasa de interés promedio negativa se debe a la menor tasa de interés de la porción de activos del swap. El vencimiento negativo del 2006 se explica por la misma porción de activos del swap

En comparación, 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 de tasa 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 U.S.\$	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 U.S.\$	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

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 2004, el endeudamiento consolidado total de Endesa-Chile alcanzó U.S.\$4,124 mil millones, U.S.\$2,844 mil millones (netos después de los instrumentos de cobertura de divisas) o el 69% del cual se denominaba en dólares US. Para el período de doce meses terminado al 31

de diciembre del 2004, nuestros ingresos alcanzaban U.S.\$1,853 mil millones, de los cuales U.S.\$400 millones (21,6%) se denominaban en dólares US y U.S.\$ 722 millones o el 42% se relacionaban de alguna forma con el dólar US. En su totalidad, el 63% 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 U.S.\$78 millones correspondían a ingresos en pesos, lo que representa el 4,2% de nuestros ingresos consolidados del 2004.

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 recalcular muchas 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 extranjeras.

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 2004, 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 2004								Valor justo
2005	2006	2007	2008	2009	En adelante	Total	(3)	
(en millones de Ch\$ constantes) (1)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en U.S.\$	80.825	136.999	80.834	246.889	365.740	660.563	1.571.850	1.714.607
En otras monedas.....	23.064	203.169	5.445	13.859	11.157	239.615	496.310	516.738
Tasa variable								
Denominadas en U.S.\$	61.405	-17.932	809	809	6.383	5.310	56.785	56.913
En otras monedas.....	65.235	23.607	16.171	1.025	67.601	0	173.639	175.892
—Otros instrumentos (2)								
Denominadas en U.S.\$	220.294	3.510	—	—	—	—	223.804	223.804
En otras monedas.....	212.097	26.782	1.418	793	432	308	241.830	241.830
Contratos forward (recibir								
U.S.\$ /pagar Ch\$ - UF)	43.477	180.040	—	—	—	—	223.517	223.517
Otros derivados de divisas.....	(70)	(10.831)	—	—	—	—	(10.901)	(10.901)

(1) Calculado sobre la base del tipo de cambio observado al 31 de diciembre del 2004 que fue Ch\$557,40 = U.S.\$1.00.

(2) "Otros instrumentos" incluyen caja, depósitos a plazo y cuentas por cobrar a corto plazo.

(3) Los valores justos se calcularon sobre la base del valor descontado de los flujos de caja futuros que se esperan pagar (o cobrar), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos a tener en cuenta.

Al 31 de diciembre 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								Valor justo
2004	2005	2006	2007	2008	En adelante	Total	(3)	
(en millones de Ch\$ constantes)(1)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en U.S.\$	91.701	80.809	145.303	86.205	267.597	932.987	1.604.602	1.718.235
En otras monedas.....	9.521	19.415	57.767	1.843	1.843	9.549	99.938	103.495
Tasa variable								
Denominadas en U.S.\$	99.873	21.449	36.155	106.587	84.445	10.100	358.609	360.282
En otras monedas.....	97.581	16.008	22.373	15.451	1.186	63.495	216.094	216.761
Otros instrumentos (2)								
Denominadas en U.S.\$	144.770	135.937	—	—	—	—	280.707	280.707
En otras monedas.....	133.437	8.564	—	—	—	—	142.001	142.001
Contratos forward (recibir								
U.S.\$ /pagar Ch\$ - UF)	49.300	—	—	—	—	—	49.300	(1.640)

Al 31 de diciembre del 2003

	2004	2005	2006	2007	2008	En adelante	Total	Valor justo (3)
	(en millones de Ch\$ constantes)(1)							
Otros derivados de divisas	—	—	87.949			—	87.949	9.379

- (1) Calculado sobre la base del tipo de cambio observado al 31 de diciembre del 2004 que fue Ch\$557,40 = U.S.\$1.00.
 (2) "Otros instrumentos" incluyen caja, depósitos a plazo y cuentas por cobrar a corto plazo.
 (3) Los valores justos se calcularon sobre la base del valor descontado de los flujos de caja futuros que se esperan pagar (o cobrar), considerando las tasas de descuento que reflejan los distintos riesgos a tener en cuenta.

D. Puerto Seguro

La información en el presente Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado, contiene declaraciones que pueden constituir declaraciones de proyecciones con respecto al futuro. Véase "Declaraciones de proyecciones con respecto al futuro" en la Introducción del presente informe en la página 2 para las disposiciones de puerto seguro.

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

No hay.

A. Uso de ganancias

No se aplica.

Ítem 15. Controles y Procedimientos

Con el fin de cumplir con las exigencias de la Ley de *Sarbanes Oxley*, en el 2003 Endesa-Chile inició la implementación de un sistema de controles dentro de los parámetros de las Secciones 404 y 302. Durante la primera etapa de este proyecto, que terminó en el 2003, se detectaron las áreas críticas donde hacía falta mejorar las normas de control. La segunda etapa, que la Compañía comenzó en el 2004 y terminará en el 2005, consistirá en la implementación de las recomendaciones que nacieron de la primera etapa.

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 2004.

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 EndesaChile 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 EndesaChile 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.

Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditores

Nuestro Directorio ha determinado que Antonio Pareja Molina es un experto financiero del comité de auditores de conformidad a lo definido en el Ítem 16A 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 EndesaChile, 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 EndesaChile.

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 y el Estatuto del Directorio en el sitio web de Endesa-Chile en www.endesa.cl (la información disponible en este sitio web no se incorpora como referencia al presente informe). Se puede obtener una copia gratuita de estos documentos al solicitarla por escrito o por teléfono a la siguiente dirección:

Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Atención: Departamento de Relaciones con Inversionistas
Santa Rosa 76
Santiago, Chile
República de Chile
(562) 630 9000

Ítem 16C. Honorarios y servicios de los contadores principales

Cada año el Comité de 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.

La tabla que aparece a continuación contiene información de los honorarios acumulados que facturaron los contadores principales de Endesa-Chile, Ernst & Young, por tipo de servicio prestado durante los períodos abajo indicados:

Servicios prestados	2003	2004
	(millones de U.S.\$)	
Honorarios de auditoría (1).....	0,0	0,59
Honorarios relacionados con la auditoría (2).....	0,0	0,08
Honorarios de servicios tributarios (3).....	—	0,03
Todos los demás honorarios.....	—	—
Total.....	0,5	0,70

- (1) Describe los honorarios acumulados que facturó Ernst & Young para cada uno de los últimos dos ejercicios en relación con los servicios profesionales prestados para la auditoría de Endesa-Chile.
- (2) Estos honorarios reflejan principalmente la implementación de un proyecto de control interno originado de la Ley de Sarbanes-Oxley.
- (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.

Todos los servicios de auditoría, los relacionados con la auditoría, los servicios tributarios y los demás servicios que prestan nuestros auditores independientes Ernst & Young Limitada deben contar con la aprobación de nuestro Directorio. Cualquier servicio que presta Ernst & Young Limitada que no se encuentra específicamente incluido dentro del alcance de la auditoría debe contar con la pre aprobación del Directorio antes de ser contratado.

Ítem 16D. Exoneraciones de los requisitos de inscripción de los Comités de Auditoría

No se requiere.

Ítem 16E. Compras de acciones ordinarias por parte del emisor y personas relacionadas

COMPRAS DE ACCIONES ORDINARIAS POR PARTE DEL EMISOR				
Período	(a) Número total de acciones (o unidades) compradas	(b) Precio promedio por acción (o unidades)	(c) Número total de acciones (o unidades) compradas como parte de planes o programas públicamente anunciados	(d) Número máximo (o valor en dólares aproximado) de las acciones (o unidades) aún se puede comprar de conformidad a planes o programas
Abril del 2005 7 de abril del 2005.....	13.250.000 acciones ordinarias	U.S.\$ 1,21	No se aplica.	No se aplica.
Marzo del 2005 4 de marzo del 2005....	66.645.000 acciones ordinarias	U.S.\$ 1,24	No se aplica.	No se aplica.
Febrero del 2005.....	No se aplica.	No se aplica.	No se aplica.	No se aplica.
Enero del 2005 5 de enero del 2005....	24.379.296 acciones ordinarias	U.S.\$ 1,20409546	No se aplica.	No se aplica.
Diciembre del 2004 30 de diciembre del 2004.....	67.054.484 acciones ordinarias	U.S.\$ 1,20409546	No se aplica.	No se aplica.
Noviembre del 2004.....	No se aplica.	No se aplica.	No se aplica.	No se aplica.

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No hay.

Ítem 18. Estados financieros

	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes:	
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente— Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa-Chile) 2003 y 2004	F-1
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente— Endesa Argentina S.A. 2003 y 2004.....	F-2
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente— Central Hidroeléctrica de Betania S.A. 2003 y 2004	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— Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. 2003	F-5
Informe de la compañía de contabilidad registrada e independiente— Compañía de Interconexao Energética S.A.— CIEN 2003.....	F-6
Estados financieros consolidados y auditados de Endesa-Chile:	
Balances consolidados al 31 de diciembre del 2003 y el 2004.....	F-7
Estados de resultados consolidados para los años terminados al 31 de diciembre del 2002, 2003 y 2004.....	F-9
Estados consolidados del patrimonio para los años terminados al 31 de diciembre del 2002, 2003 y 2004.....	F-10
Estados consolidados del flujo de caja para los años terminados al 31 de diciembre del 2002, 2003 y 2004.....	F-11
Notas a los estados financieros consolidados.....	F-12
Anexo I — Información financiera condensada de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (EndesaChile).....	G-1
Estados financieros consolidados de Compañía de Interconexao Energética S.A. (CIEN) y Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. (CEMSA) (Véase la Nota 33 p).....	H-1

Ítem 19. Anexos

<u>Anexo</u>	<u>Descripción</u>
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.
12.1	Certificación del gerente general en cumplimiento de lo dispuesto en la Sección 302 de la Ley de Sarbanes-Oxley.
12.2	Certificación del gerente de administración y finanzas en cumplimiento de lo dispuesto en la Sección 302 de la Ley de Sarbanes-Oxley.
13.1	Certificación del gerente general y el gerente de administración y finanzas en cumplimiento de lo dispuesto en 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 20F y que debidamente ha causado y autorizado la firma del abajo firmante de la presente modificación del informe anual en su representación.

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A

Por: /s/ Alejandro González Dale _____

Nombre: Alejandro González Dale

Título: Gerente de Administración y Finanzas

Fecha: 10 de junio del 2005

Anexo 8.1

Nombre de la compañía	Nombre bajo el cual opera	País de inscripción de la compañía	Participación porcentual en los derechos de voto al 31 de diciembre del		
			2004		
			Directa	Indirecta	Total
Enigesa S.A.....	Enigesa	Chile	99,51	0,49	100,00
Ingendesa S.A.....	Ingendesa	Chile	96,39	1,25	97,64
Pehuenche S.A.....	Pehuenche	Chile	92,65	—	92,65
Endesa Argentina S.A (1).....	Endesa Argentina	Argentina	97,99	2,00	99,99
Endesa-Chile Internacional.....	Endesa-Chile Internacional	Islas Caimán	100,00	—	100,00
Pangue S.A.....	Pangue	Chile	94,97	0,02	94,99
Hidroinvest S.A.....	Hidroinvest	Argentina	—	69,93	69,93
Hidroeléctrica El Chocón S.A.....	Chocón	Argentina	—	65,19	65,19
Central Costanera S.A.....	Costanera	Argentina	12,33	51,93	64,26
Endesa Brasil Participacoes Ltda.....	Endesa Brasil	Brasil	5,00	95,00	100,00
Túnel El Melón S.A.....	Túnel El Melón	Chile	99,95	—	99,95
Compañía Eléctrica Cono Sur S.A.....	Cono Sur	Panamá	100,00	—	100,00
Central Hidroeléctrica Betania S.A. (4).....	Betania	Colombia	0,44	85,18	85,62
Lajas Inversora S.A.....	Lajas Inversora	Panamá	—	100,00	100,00
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.....	Cachoeira Dourada	Brasil	—	99,61	99,61
Capital de Energía S.A. (5).....	CESA	Colombia	0,05	50,95	51,00
Emgesa S.A (2).....	Emgesa	Colombia	—	48,48	48,48
Edegel S.A.....	Edegel	Perú	—	63,56	63,56
Generandes Perú S.A.....	Generandes Perú	Perú	—	59,63	59,63
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (3).....	San Isidro	Chile	—	100,00	100,00
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.....	Celta	Chile	99,90	0,10	100,00
Inversiones Endesa Norte S.A.....	Inversiones Endesa Norte	Chile	99,99	0,01	100,00
Ingendesa Do Brasil Limitada.....	Ingendesa Do Brasil	Brasil	—	100,00	100,00

- 1) El 17 de noviembre del 2004, la Compañía vendió a Enigesa S.A. 492.920 acciones (el 2% de su participación) de esta compañía.
- (2) Endesa-Chile ejerce el control de esta compañía conforme a un acuerdo con los accionistas.
- (3) Endesa-Chile posee el 100% de las acciones de clase A de Compañía Eléctrica San Isidro que componen el 50% del capital accionario de esta empresa y representan las únicas acciones con derecho de voto.
- (4) El 17 de diciembre del 2004 se liquidó Endesa de Colombia S.A. que mantenía una participación del 8,91% en Central Hidroeléctrica Betania S.A., producto de lo cual Endesa-Chile (una entidad legal individual) y Compañía Eléctrica Conosur S.A., que poseía acciones de Endesa de Colombia S.A., adquirieron una participación adicional en Central Hidroeléctrica Betania S.A.
- (5) En el 2004, producto de una evaluación de la propiedad asociada a la participación en Capital de Energía S.A., la Compañía determinó que su participación es 0,1% mayor. Se registró en el estado de resultados para el año que termina al 31 de diciembre del 2004 este aumento de ThCh 216.746 en la participación.

CERTIFICACIÓN 302

Yo, Héctor López Vilaseco, certifico que:

1. He estudiado el presente informe anual del Formulario 20-F de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa-Chile”);
2. A mi saber, el presente informe no contiene ninguna declaración falsa en relación a los hechos sustanciales ni omite ningún hecho sustancial, cuya inclusión sería necesaria para declarar lo declarado, dadas las circunstancias en las se hicieron dichas declaraciones, sin engañar con respecto al período abordado en el presente informe;
3. A mi saber, los estados financieros y otros datos financieros incluidos en el presente informe constituyen una presentación imparcial en todo sentido sustancial de la condición financiera, los resultados operacionales y los flujos de caja de la Compañía al y para los períodos presentados en el presente informe
4. El otro gerente de la Compañía que certifique y yo somos las partes responsables de establecer y mantener los controles y procedimientos de divulgación de datos (según lo definido en las Reglas de la Ley de la Bolsa de Valores *13a-15(e)* y *15d-15(e)*) para la Compañía y hemos:
 - (a) Diseñado dichos controles y procedimientos de divulgación de datos, o hecho que se diseñasen dichos controles y procedimientos de divulgación de datos bajo nuestra supervisión, para asegurar que la información sustancial asociada a la Compañía, incluyendo sus filiales consolidadas, se haga de nuestro conocimiento por parte de otros dentro de aquellas entidades, en particular durante el período en el que se prepara el presente informe;
 - (b) [Párrafo omitido conforme con la Publicación de la SEC N° 33-8238 y N° 34-47986]
 - (c) Evaluado la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación de datos de la Compañía y en el presente informe hemos presentado nuestras conclusiones respecto de la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación de datos, al cierre del período abordado en el presente informe fundado en dicha evaluación; y
 - (d) Revelado en el presente informe cualquier cambio en los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros que ocurrió durante el período abordado en el presente informe anual que haya afectado de manera importante o que tenga una probabilidad razonable de afectar sustancialmente los controles internos de la Compañía que rigen la presentación de los informes financieros; y
5. Conforme con nuestra más reciente evaluación de los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros, el otro gerente de la Compañía que certifique y yo hemos revelado a los auditores de la compañía y al comité de auditoría del directorio de la compañía (o a las personas que realicen las funciones equivalentes):
 - (a) toda deficiencia significativa y toda debilidad sustancial en el diseño u operación de los controles internos de la presentación de los informes financieros que tenga una probabilidad razonable de tener un efecto negativo en la capacidad de la Compañía de registrar, procesar, resumir e informar los datos financieros;
 - (b) cualquier fraude, que sea sustancial o no, en que sea partícipe la administración u otro empleado que desempeñe un papel importante asociado a los controles internos de la compañía de la presentación de los informes financieros.

Fecha: 10 de junio del 2005

/s/ Héctor López Vilaseco
Héctor López Vilaseco
Gerente General

CERTIFICACIÓN 302

Yo, Alejandro González Dale, certifico que:

1. He estudiado el presente informe anual del Formulario 20-F de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa-Chile");
2. A mi saber, el presente informe no contiene ninguna declaración falsa en relación a los hechos sustanciales ni omite ningún hecho sustancial, cuya inclusión sería necesaria para declarar lo declarado, dadas las circunstancias en las se hicieron dichas declaraciones, sin engañar con respecto al período abordado en el presente informe;
3. A mi saber, los estados financieros y otros datos financieros incluidos en el presente informe constituyen una presentación imparcial en todo sentido sustancial de la condición financiera, los resultados operacionales y los flujos de caja de la Compañía al y para los períodos presentados en el presente informe
4. El otro gerente de la Compañía que certifique y yo somos las partes responsables de establecer y mantener los controles y procedimientos de divulgación de datos (según lo definido en las Reglas de la Ley de la Bolsa de Valores *13a-15(e)* y *15d-15(e)*) para la Compañía y hemos:
 - (a) Diseñado dichos controles y procedimientos de divulgación de datos, o hecho que se diseñasen dichos controles y procedimientos de divulgación de datos bajo nuestra supervisión, para asegurar que la información sustancial asociada a la Compañía, incluyendo sus filiales consolidadas, se haga de nuestro conocimiento por parte de otros dentro de aquellas entidades, en particular durante el período en el que se prepara el presente informe;
 - (b) [Párrafo omitido conforme con la Publicación de la SEC N° 33-8238 y N° 34-47986]
 - (c) Evaluado la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación de datos de la Compañía y en el presente informe hemos presentado nuestras conclusiones respecto de la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación de datos, al cierre del período abordado en el presente informe fundado en dicha evaluación; y
 - (d) Revelado en el presente informe cualquier cambio en los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros que ocurrió durante el período abordado en el presente informe anual que haya afectado de manera importante o que tenga una probabilidad razonable de afectar sustancialmente los controles internos de la Compañía que rigen la presentación de los informes financieros; y
5. Conforme con nuestra más reciente evaluación de los controles internos de la compañía que rigen la presentación de los informes financieros, el otro gerente de la Compañía que certifique y yo hemos revelado a los auditores de la compañía y al comité de auditoría del directorio de la compañía (o a las personas que realicen las funciones equivalentes):
 - (a) toda deficiencia significativa y toda debilidad sustancial en el diseño u operación de los controles internos de la presentación de los informes financieros que tenga una probabilidad razonable de tener un efecto negativo en la capacidad de la Compañía de registrar, procesar, resumir e informar los datos financieros;
 - (b) cualquier fraude, que sea sustancial o no, en que sea partícipe la administración u otro empleado que desempeñe un papel importante asociado a los controles internos de la compañía de la presentación de los informes financieros.

Fecha: 10 de junio del 2005

/s/ Alejandro González Dale
Alejandro González Dale
Gerente de Administración y Finanzas

FORMULARIO DE CERTIFICACIÓN 906

Se entrega la presente certificación en conexión al informe anual del Formulario 20-F para el ejercicio que termina el 31 de diciembre del 2004 (el "Informe") para los efectos de cumplir con lo establecido en la Norma 13ª-14(b) o Norma 15d-14(b) de la Ley de Valores de 1934 (la "Ley de la Bolsa de Valores") y la Sección 1350 del Capítulo 63 del Título 18 del Código de los Estados Unidos.

Héctor López Vilaseco, el gerente general y Alejandro González Dale, el gerente de administración y finanzas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa-Chile"), certifican cada uno que, a su mejor saber:

1. el Informe cumple completamente con los requisitos de la Sección 13(a) o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores; y
2. la información contenida en el Informe constituye una presentación imparcial, en todo sentido sustancial, de la condición financiera y de los resultados operacionales de Endesa-Chile.

Fecha: 10 de junio del 2005

/s/ Héctor López Vilaseco

Héctor López Vilaseco
Gerente General

/s/ Alejandro González Dale

Alejandro González Dale
Gerente de Administración y Finanzas