

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

WASHINGTON, D.C. 20549

FORMULARIO 20-F

- LA DECLARACIÓN DE INSCRIPCIÓN DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 12(b) O 12(g) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934 ("THE SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934")
O
EL INFORME ANUAL DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934

Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008

- EL INFORME DE TRANSICIÓN DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934
O
EL INFORME DE UNA COMPAÑÍA DE PORTAFOLIO DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 23 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934

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

Para el período de transición de _____ hasta _____
Archivo de la Comisión N°: 1-13240

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

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

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

(Traducción al inglés del nombre de la entidad registrada)

CHILE

(Jurisdicción de la sociedad u organización)

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono No. (562) 630-9000

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

Table with 2 columns: Denominación de cada clase and Nombre de cada bolsa en que están registradas. Includes American Depositary Shares and Acciones.

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

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

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

Table with 3 columns: Amount, Percentage, and Maturity Date. Lists values from \$400,000,000 to \$40,416,000 with percentages and maturity years.

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

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

SÍ [X] NO []

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

SÍ [] NO [X]

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 por algún período más corto para el cual a la entidad registrada se le haya requerido presentar tales informes) y (2) ha estado sujeta a dichos requisitos de presentación en los últimos 90 días:

SÍ [X] NO []

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

Declarante acelerado grande

Declarante acelerado

Declarante no acelerado

Marque con una X qué base contable utilizó la entidad registrada para preparar los estados financieros incluidos en esta presentación:

GAAP Estados Unidos

Estándares Internacionales de Reporte Financiero emitidos por el Directorio de Estándares Contables Internacionales

Otros

Marque con una X el tipo de estados financieros seleccionado por la entidad registrada:

ÍTEM 17 ÍTEM 18

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

SÍ NO

TABLA DE CONTENIDOS

	<u>Pág.</u>
Artículo 7. Principales Accionistas y Transacciones con partes asociadas	106
Artículo 10. Información Adicional.....	112

GLOSARIO

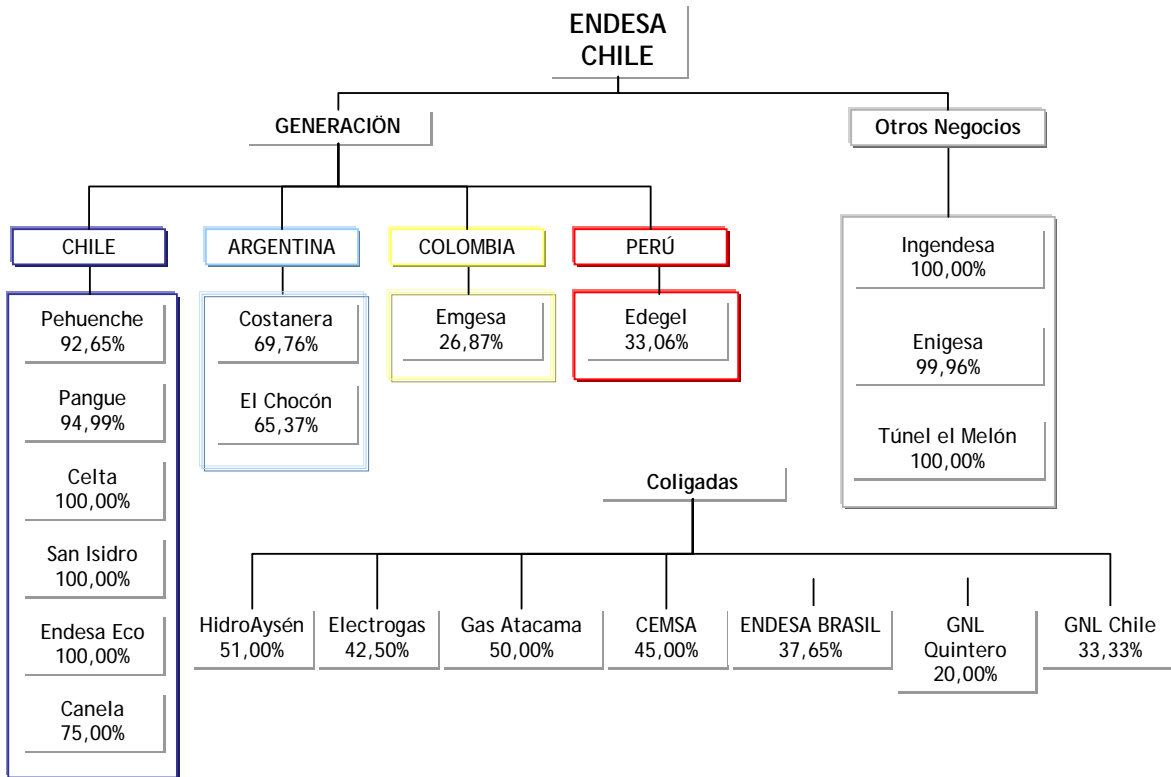
Acciona	<i>ACCIONA S.A.</i>	Holding de la construcción español. Junto con Enel, Acciona mantenía una participación controladora en Endesa España al 31 de Diciembre, 2008.
ADR	<i>American Depositary Receipt</i>	Documento que evidencia un número variable de ADS.
ADS	<i>American Depositary Share</i>	Un ADS representa 50 acciones comunes de la Compañía.
AESGener o Gener	<i>AES Gener S.A.</i>	Compañía chilena de generación que compite con la Compañía en Chile, Argentina, Brasil y Colombia.
AFP	<i>Administradora de Fondos de Pensiones</i>	Fondos de pensiones chileno.
Ampla	<i>Ampla Energía e Servicios S.A.</i>	Compañía distribuidora brasileña que opera en Río do Janeiro, de propiedad de Endesa Brasil, una filial de nuestra matriz Enersis.
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>	Agencia del Gobierno brasileño para la energía eléctrica.
Betania	<i>Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.</i>	Filial colombiana de Endesa Chile en Colombia que se fusionó con Emgesa, otra filial de Endesa Chile, en 2007.
Bureau Veritas	<i>Bureau Veritas</i>	Empresa Internacional de certificación independiente.
Cachoeira Dourada	<i>Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.</i>	Compañía generadora brasileña de propiedad de Endesa Brasil, una filial de nuestra matriz Enersis.
Cammesa	<i>Compañía Administradora del Mercado mayorista Eléctrico S.A.</i>	Entidad argentina autónoma responsable de la operación del <i>Mercado Eléctrico Mayorista</i> , o MEM. Los accionistas de CAMMESA son empresas generadoras, distribuidoras y de transmisión, grandes usuarios y la Secretaría de Energía.
CDEC	<i>Centro de Despacho Económico de Carga</i>	Entidad autónoma de cada sistema eléctrico chileno responsable de la coordinación de la operación eficiente y despacho de las unidades generadoras para satisfacer la demanda.
CELTA	<i>Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.</i>	Filial de Endesa Chile que opera en el SING con centrales térmicas.
CEMSA	<i>Compañía de Energía del Mercosur S.A.</i>	Empresa comercializadora, filial de Endesa Chile, que opera en Argentina.
Chilectra	<i>Chilectra S.A.</i>	Compañía distribuidora de energía en Chile, que opera en la ciudad de Santiago, y una filial de nuestra matriz Enersis.
CIEN	<i>Companhia de Interconexão Energética S.A.</i>	Compañía de transmisión de Brasil, 100% propiedad de Endesa Brasil, una filial de nuestra matriz Enersis.
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>	Organismo estatal con responsabilidades dentro del marco regulatorio chileno.
Codensa	<i>Codensa S.A. E.S.P.</i>	Compañía distribuidora colombiana que opera principalmente en Bogotá y una filial de nuestra matriz

		Enersis.
Coelce	<i>Companhia Energética do Ceará S.A.</i>	Compañía distribuidora brasileña que opera en el Estado de Ceará. Coelce es controlada por Endesa Brasil, una filial de nuestra matriz Enersis.
CREG	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>	Comisión colombiana a cargo de la regulación de energía y gas.
CTM	<i>Compañía de Transmisión del Mercosur</i>	Compañía de transmisión, filial de Endesa Chile, con operaciones en Argentina.
Edegel	<i>Edegel S.A.A.</i>	Compañía generadora peruana, filial de Endesa Chile.
Edelnor	<i>Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.</i>	Compañía distribuidora peruana, y cuya área de concesión se ubica en la zona norte de Lima. Filial de nuestra matriz Enersis.
Edesur	<i>Empresa Distribuidora Sur S.A.</i>	Compañía distribuidora argentina, filial de Enersis, y cuya área de concesión corresponde a la zona sur de la ciudad de Buenos Aires.
El Chocón	<i>Hidroeléctrica El Chocón S.A.</i>	Compañía generadora argentina, filial de Endesa Chile, con dos centrales hidroeléctricas, El Chocón y Arroyito, ambas ubicadas en el Río Limay, Argentina.
Emgesa	<i>Emgesa S.A. E.S.P.</i>	Compañía generadora colombiana controlada por Endesa Chile.
Endesa Brasil	<i>Endesa Brasil S.A.</i>	Sociedad de inversiones brasileña, filial de nuestra matriz Enersis, creada en 2005.
Endesa Chile	<i>Empresa Nacional de Electricidad S.A.</i>	Nuestra empresa, una sociedad anónima abierta, establecida bajo las leyes de la República de Chile, con operaciones en Chile, Argentina, Colombia y Perú, inversiones en Brasil y con 12.906 MW de capacidad consolidada. El registrante de este Reporte.
Endesa Costanera	<i>Endesa Costanera S.A.</i>	Compañía generadora argentina controlada por Endesa Chile.
Endesa Fortaleza	<i>Central Geradora Termelétrica Endesa Fortaleza S.A.</i>	Endesa Fortaleza es propietaria de una central generadora de ciclo combinado ubicada en el Estado de Ceará. Endesa Fortaleza es 100% propiedad de Endesa Brasil, filial de nuestra matriz Enersis.
Endesa Latinoamérica	<i>Endesa Latinoamérica S.A.</i>	Anteriormente Endesa Internacional S.A., una filial de Endesa España y el controlador directo de nuestra compañía madre, Enersis.
Endesa España	<i>ENDESA, S.A.</i>	Una compañía de generación y distribución eléctrica española con una participación del 60,6% de Enersis.
ENEL	<i>ENEL SpA</i>	Compañía de energía italiana, que posee una participación controladora de Endesa España.
Enersis	<i>Enersis S.A.</i>	Compañía Chilena con una participación controladora de 60,6% en Endesa Chile.
ENRE	<i>Ente Nacional Regulatorio de la Energía</i>	Autoridad regulatoria nacional argentina del sector energía.
Foninvenem	<i>Fondo Para Inversiones Necesarias Que Permitan Incrementar La Oferta De Energía Eléctrica En El Mercado Eléctrico Mayorista</i>	Fondo argentino creado para incrementar la oferta de electricidad en el MEM.

GasAtacama	<i>GasAtacama S.A.</i>	Empresa relacionada de Endesa Chile involucrada en el transporte de gas y generación de electricidad en el norte de Chile.
Gener	<i>AES Gener S.A.</i>	Compañía chilena de generación que compite con la Compañía en Chile, Argentina, Brasil y Colombia.
GNL	<i>Gas Natural Licuado</i>	Gas Natural Licuado
GNLQ	<i>Gas Natural Quintero S.A.</i>	Compañía creada para desarrollar, construir, financiar, poseer y operar una instalación de GNL en la Bahía de Quintero (Chile) en donde el GNL será descargada, almacenada y regasificada.
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>	Estándar contables que la empresa adoptó el 1 de enero, 2009.
MEM	<i>Mercado Eléctrico mayorista</i>	Mercado Eléctrico mayorista de Argentina.
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i>	Ministerio de Energía y Minas de Brasil.
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Eléctricos</i>	Operador nacional del sistema eléctrico. Entidad privada brasileña sin fines de lucro que se responsabiliza de la planificación y coordinación de las operaciones en los sistemas interconectados.
Osinermin	<i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</i>	Autoridad fiscalizadora de la inversión en energía y minería del Perú.
Pangue	<i>Empresa Eléctrica Pangue S.A.</i>	Empresa eléctrica chilena, filial de Endesa Chile, y propietaria de la central Pangue.
Pehuenche	<i>Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.</i>	Empresa eléctrica chilena, filial de Endesa Chile, y propietaria de tres centrales en la cuenca del Río Maule.
San Isidro	<i>Compañía Eléctrica San Isidro S.A.</i>	Empresa eléctrica chilena y propietaria de una central térmica. San Isidro es 100% propiedad de Endesa Chile.
SEC	<i>Superintendencia de Electricidad y Combustible</i>	Organismo estatal supervisora de la industria eléctrica y de combustibles de Chile.
SEIN	<i>Sistema Eléctrico Interconectado Nacional</i>	Sistema eléctrico interconectado peruano.
SIC	<i>Sistema Interconectado Central</i>	Sistema interconectado central de Chile, cubriendo todo Chile excepto el norte y el extremo sur.
SIN	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>	Sistema Nacional Interconectado; los hay en Chile, Argentina, Brasil y Colombia.
SING	<i>Sistema Interconectado del Norte Grande</i>	Sistema eléctrico interconectado que opera en la región norte de Chile.
SVS	<i>Superintendencia de Valores y Seguros</i>	Autoridad chilena responsable de supervisar a las compañías que se transan públicamente, los valores y el negocio de los seguros.
UF	<i>Unidad de Fomento</i>	Unidad monetario chilena denominada en pesos, indexada a la inflación.
UTA	<i>Unidad Tributaria Anual</i>	Unidad tributaria chilena anual. Una UTA equivale 12 UTM.
UTM	<i>Unidad Tributaria Mensual</i>	Unidad tributaria chilena utilizada para determinar multas tributarias, entre otras cosas.

VAD	<i>Distribución de valor agregado</i>	Valor agregado por la distribución de electricidad.
VNR	<i>Valor Nuevo de Reemplazo</i>	Valor neto de reemplazo de activos eléctricos.

Estructura organizacional Simplificada de Endesa (1)
Al 31 de diciembre, 2008



(1): Solo se presentan filiales operativas principales. Porcentaje de propiedad incluye interés patrimonial directo e indirecto.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo al uso que se les da en el presente Reporte 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. (“Endesa Chile” o “la Compañía”) y a nuestras filiales consolidadas a no ser que el contexto indique lo contrario. De no indicarse lo contrario, nuestra participación en nuestras principales filiales y compañías coligadas se expresa en términos de nuestra participación económica al 31 de diciembre de 2008.

Somos una compañía chilena con activos de generación eléctrica, y con filiales y coligadas que participan principalmente en la generación, transmisión y distribución de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A la fecha de este Reporte, nuestro controlador directo, ENERSIS S.A. (“Enersis”), posee una participación de 60.0% en nuestra compañía. ENDESA, S.A. (“Endesa España”), posee una participación en usufructo de 60.6% en Enersis.

Información financiera

En el presente Reporte en el Formulario 20-F, a no ser que se especifique lo contrario, toda referencia a “dólares” o “\$” se refiere a dólares de los Estados Unidos de América y toda referencia a “pesos” o “Ch\$” se refiere al peso, la moneda legal de la República de Chile; toda referencia a “Ar\$” o a los “pesos argentinos” se refiere a la moneda legal de la República de Argentina; toda referencia a “R\$,” “reales” o “reais” se refiere a los reales brasileños, la moneda legal de la República de Brasil; toda referencia a “soles” se refiere a soles Peruanos, la moneda legal de Perú; y toda referencia a “CPs” o al peso colombiano se refiere a la moneda legal de Colombia; toda referencia a “€” o “Euros” se refiere a la moneda legal de la Comunidad Económica Europea; y toda referencia a la “UF” se refiere a las *Unidades de Fomento*.

La *Unidad de Fomento* es una unidad monetaria chilena denominada en pesos e indexada a la inflación. La UF se fija diariamente por adelantado sobre la base de los cambios registrados en la tasa de inflación del mes anterior. Al 31 de diciembre de 2008, 1 UF era equivalente a Ch\$ 21.452,57 Su equivalente en dólares era \$33,71 al 31 de diciembre de 2008, utilizando el Tipo de Cambio Observado que informa el *Banco Central de Chile* (el “Banco Central de Chile” o “Banco Central”) para el 31 de diciembre de 2008 de Ch\$ 636,45 por \$1,00. Al 29 de mayo de 2009, 1UF era equivalente a Ch\$ 20.992,0. El equivalente en dólares de 1 UF \$ 37,45 al 29 de mayo de 2009, utilizando el tipo de cambio observado que informa el Banco Central de Ch\$ 560,58 por \$1.00.

Nuestros estados financieros consolidados auditados y, a no ser que se indique lo contrario, otra información financiera relacionada con nosotros y nuestras filiales contenida en el presente Reporte, se presentan en pesos chilenos constantes de conformidad a los principios contables generalmente aceptados en Chile (los “GAAP de Chile”) y a los reglamentos de la *Superintendencia de Valores y Seguros* (“SVS”). Los datos expresados en pesos para todos los períodos incluidos en los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para el cierre de los tres ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2008, se expresan en pesos constantes al 31 de diciembre de 2008. Véase la Nota 2 a nuestros 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 2008 es la diferencia porcentual entre el IPC chileno del mes de noviembre de 2007 y el IPC chileno del mes de noviembre de 2008 que fue el 8,9%. Por otra parte, la inflación económica del año 2008 se basa en la variación del IPC entre el 31 de diciembre de 2007 y 2008 que ascendió a 7,1%, y fue inferior a la cifra utilizada de acuerdo a las normas contables. El GAAP chileno difiere en algunos aspectos relevantes de los principios contables generalmente aceptados en los Estados Unidos (“U.S. GAAP”). Véase la Nota 36 a nuestros estados financieros consolidados auditados para obtener una descripción de las principales diferencias entre GAAP Chileno y U.S. GAAP, de cómo se relacionan con nosotros y de la reconciliación con U.S. GAAP del patrimonio y de la utilidad neta al 31 de diciembre de 2008 y para cada uno de los tres años del periodo de tres años terminado al 31 de diciembre de 2008.

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

- controlar, directa o indirectamente, más del 50% de las acciones con derecho de voto en dicha empresa; o
- designar o contar con el poder para designar a la mayoría del directorio de dicha empresa, en el caso de controlar el 50% o menos de las acciones con derecho a voto de dicha compañía

Al 31 de diciembre de 2008, consolidamos todas nuestras filiales operativas chilenas, principalmente, *Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.* (“Celta”), *Empresa Eléctrica Pangué S.A.* (“Pangué”), *Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.* (“Pehuenche”), *Compañía Eléctrica San Isidro S.A.* (“San Isidro”). En Argentina, consolidamos *Central Hidroeléctrica El Chocón S.A.* (“El Chocón”) y la empresa termoeléctrica *Endesa Costanera S.A.* En Colombia, consolidamos la empresa generadora *Emgesa S.A. E.S.P.* (“Emgesa”) que es controlada conforme a un acuerdo de accionistas. También consolidamos la empresa generadora *Edegel S.A.A.* (“Edegel”) en Perú.

Para la comodidad del lector, el presente Reporte contiene la conversión al dólar de ciertos montos expresados en pesos, a tipos de cambio específicos. A no ser que se indique lo contrario, el equivalente del dólar, para la información presentada en pesos, se basa en el tipo de cambio observado, según se define en el “Ítem 3. Información esencial—A. Datos financieros seleccionados—Tipos de cambio” al 31 de diciembre de 2008. El Banco de Reserva Federal de Nueva Cork no informa un precio de compra al medio día del peso. No se hace ninguna indicación de que los montos expresados en pesos o en dólares en el presente Reporte pudiesen haberse convertido o podrían convertirse a dólares o pesos, según sea el caso, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Véase “Ítem 3. Información esencial—A. Datos financieros seleccionados—Tipos de cambio”.

Términos técnicos

Toda referencia a “GW” y “GWh” se refiere a gigawatts y a gigawatts hora, respectivamente; toda referencia a “MW” y “MWh” se refiere a megawatts y a megawatts hora, respectivamente; toda referencia a “kW” y “kWh” se refiere a kilowatts y a kilowatts hora, respectivamente; y toda referencia a “kV” se refiere a kilovolts. A no ser que se indique lo contrario, las estadísticas presentadas en el presente Reporte que dicen relación con las centrales de generación de energía eléctrica se expresan en MW en lo que se refiere a la capacidad instalada de dichas instalaciones. Un GW equivale a 1.000 MW y un MW equivale a 1.000 kW. Las estadísticas relacionadas con la producción anual agregada de electricidad son expresadas en GWh y basadas en un año de 8.760 horas, excepto en un año bisiesto en que se basa en 8.784 horas. Las estadísticas relacionadas con la capacidad instalada y producción de la industria eléctrica no incluyen la electricidad producida por empresas auto generadoras. Las estadísticas relacionadas con nuestra producción no incluyen la electricidad que consumida por nosotros de nuestras centrales.

Las pérdidas técnicas de transmisión de energía se calculan al restar el número de GWh de la energía vendida del número de GWh de energía comprada y generada (que excluye el consumo propio de energía y las pérdidas de las centrales), dentro de cierto período.

Cálculo de la participación económica

En el presente Reporte 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 en usufructo 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%.

Declaraciones con visión hacia el futuro

El presente Reporte contiene declaraciones que constituyen o que pueden constituir declaraciones con visión hacia el futuro. Estas declaraciones aparecen continuamente en el presente Reporte 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 empresas relacionadas 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 Reporte, para referencia, relacionadas con temas que no se tratan de hechos históricos.

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

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

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

Para todas estas declaraciones con visión hacia el futuro, solicitamos la protección de *safe harbor* en relación a las declaraciones con visión hacia el futuro establecida bajo la Ley de Reforma de Litigio de Valores Privados de 1995 (de Estados Unidos).

PARTE I

Ítem 1. Identidad de directores, gerencia general y asesores

No se aplica.

Ítem 2. Estadísticas de oferta y calendario previsto

No se aplica.

Ítem 3. Información esencial

A. Datos financieros seleccionados

El siguiente resumen de datos financieros y operacionales seleccionados y consolidados debe entenderse en conjunto con nuestros estados financieros consolidados auditados que se incluyen en el presente Reporte. Los estados financieros consolidados auditados son preparados de conformidad a los GAAP de Chile y a los reglamentos de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), los cuales difieren significativamente en algunos aspectos de los U.S. GAAP. La Nota 36 a los estados financieros consolidados auditados presenta una descripción de las principales diferencias entre los GAAP de Chile y los U.S. GAAP además de una conciliación con los U.S. GAAP de la utilidad neta y del patrimonio total para los períodos indicados. Los datos financieros para cada uno de los años en el período de cinco años terminados al 31 de diciembre de 2008, en la tabla que aparece a continuación, se han recalculado en pesos constantes al 31 de diciembre de 2008.

En general, todo monto se expresa en millones con la excepción de las razones y los datos operacionales. Para facilitar la lectura, todos los datos presentados en dólares en el siguiente resumen, a partir de y al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008, se convierten al Tipo de Cambio Observado de Ch\$ 636,45 por \$1,00. No se debería interpretar dichas conversiones como una representación de lo que los montos en pesos realmente representan, han sido o podrían convertirse en dólares a los tipos de cambio indicados o utilizados en este informe o en absoluto. Para obtener mayor información sobre los tipos de cambio históricos, véase “Ítem 3. Información esencial — A. Datos financieros seleccionados — Tipos de cambio” a continuación.

Nuestras principales filiales se consolidaron antes de 1998. A partir del 1 de octubre de 2005, nuestra participación total en *Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.* o “Cachoeira Dourada”, el 92,51%, se traspasó a Endesa Brasil, en consecuencia dejó de ser consolidada por nosotros, lo que tuvo un impacto importante en las cifras del balance para el 31 de diciembre de 2005 y los ingresos y costos relacionados para el 2005 y años siguientes. Véase el “Ítem 4. Información de la Empresa. A – Historia y desarrollo de la Compañía” para obtener detalles sobre Endesa Brasil. Todas las empresas se han consolidado conforme con el GAAP chileno.

La información descrita en la tabla que aparece a continuación incluye los cambios en ciertas políticas contables para los cinco años terminados al 31 de diciembre de 2008, los cuales impactan la comparabilidad de los datos presentados a continuación. Véase la Nota 3 a nuestros estados financieros consolidados para una descripción más detallada de los cambios en nuestras políticas contables.

	Al 31 de diciembre de,, (en millones de pesos chilenos constantes)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2008
	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	(millones de \$) (1)
GAAP Chileno:						
Ingresos de explotación	1.277.545	1.341.074	1.563.878	1.880.664	2.491.589	3.915
Costo de ventas	(778.395)	(823.483)	(927.786)	(1.218.649)	(1.549.013)	(2.434)
Gastos administración y ventas.....	(42.613)	(46.068)	(46.066)	(40.381)	(49.215)	(77)
Resultados de explotación	456.537	471.523	590.026	621.634	893.360	1.404
Utilidad inversiones en empresas relacionadas.....	23.757	16.203	49.526	(11.383)	113.657	179
Amortización menor valor inversión	(1.812)	(1.631)	(1.103)	(991)	(1.185)	(2)
Ingreso (gasto) financiero, neto	(219.772)	(194.935)	(183.743)	(167.983)	(166.169)	(261)
Corrección Monetaria	28.258	19.368	5.960	27.733	(30.138)	(47)

	Al 31 de diciembre de,, (en millones de pesos chilenos constantes)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2008
	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	(millones de \$) (1)
Otros ingresos (gastos) fuera de explotación, netos.....	(34.694)	(24.248)	(15.906)	(73.327)	(861)	(1)
Resultado (pérdida) antes de impuesto sobre las utilidades, interés minoritario y amortización mayor valor de inversiones	252.274	286.280	444.760	395.683	808.664	1,271
Impuesto sobre las utilidades.....	(115.582)	(109.806)	(153.048)	(123.507)	(191.557)	(301)
Partidas extraordinarias.....	—	—	—	—	—	—
Interés minoritario	(52.952)	(62.656)	(77.088)	(67.381)	(180.686)	(284)
Amortización mayor valor de las inversiones.....	19.919	18.282	7.061	4.772	6.172	10
Utilidad neta (pérdida).....	103.659	132.100	221.685	209.566	442.592	695
Utilidad neta (pérdida) por acción en Ch\$.....	12,63	16,11	27,03	25,55	53,96	0,08
Utilidad neta (pérdida) por ADS en Ch\$/ (2).....	379,03	483,27	810,87	766,54	1.618,89	2,54

	Al 31 de diciembre de,, (en millones de pesos chilenos constantes)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2008
	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	(millones de \$) (1)
U.S. GAAP :						
Ingresos de explotación	1.277.545	1.341.074	1.563.878	1.880.664	2.491.589	3.915
Resultado de explotación.....	479.904	490.685	619.125	639.972	796.498	1,251
Utilidad inversiones empresas relacionadas, neta.....	23.757	(17.908)	54.484	(36.414)	131.775	207
Impuesto sobre las utilidades.....	(188.383)	(119.108)	(162.471)	(127.743)	(162.454)	(255)
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas.....	78.612	119.744	247.828	197.590	394.902	620
Efecto acumulado de cambios en los principios contables después de impuestos e interés minoritario	1.493	—	—	—	—	—
Utilidad neta (pérdida).....	80.105	119.744	247.828	197.590	394.902	620
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por acción en U.S.\$.....	9,59	14,60	30,21	24,09	48,15	0,08
Efecto acumulado de cambios en los principios contables.....	0,17	—	—	—	—	—
Utilidad (pérdida) neta por acción	9,77	14,60	30,21	24,09	48,15	0,08
Utilidad (pérdida) neta por ADS.....	287,71	438,13	875,20	722,66	1.444,45	2,27

Al 31 de diciembre de., (en millones de pesos chilenos constantes)

	2004	2005	2006	2007	2008	2008
	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	Ch\$	(millones de \$) (1) (1)
Datos del Balance Consolidado						
GAAP de Chile:						
Activos totales	6.578.671	5.820.837	6.184.246	5.866.855	7.142.356	11.222
Deuda a largo plazo	2.711.321	2.114.296	2.448.228	2.092.644	2.364.004	3.714
Interés minoritario	1.394.737	1.115.214	1.093.783	965.815	1.192.717	1.874
Patrimonio total	1.940.941	1.961.098	2.098.600	2.051.923	2.364.524	3.715
Capital social	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	2.092
U.S. GAAP:						
Activos totales	6.177.650	5.491.703	5.842.360	5.582.810	6.919.873	10.873
Deuda a largo plazo	2.856.971	2.273.211	2.578.315	2.229.327	2.670.071	4.195
Interés minoritario	1.286.583	1.023.011	995.591	816.219	1.035.930	1.628
Patrimonio total	1.475.718	1.531.175	1.688.864	1.738.957	1.905.724	2.994
Capital social	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	1.331.714	2.092
Otros datos financieros consolidados						
GAAP de Chile:						
Inversiones en capital (5).....	118.934	70.191	198.929	225.455	290.179	456
Depreciación y amortización	194.916	188.350	200.374	207.699	247.351	394
Dividendos en efectivo por acción en Ch\$/US\$ (3).....	5,11	6,98	3,01	14,19	16,19	0,027
Dividendos en efectivo por ADS en U.S.\$ (2)(3)(4).....	0,00	0,00	0,16	0,86	0,76	
Promedio ponderado acciones en circulación (millones)						
Número de Acciones						
Número de ADS	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202
GAAP de Chile:	14	14	14	14	14	14

-
- (1) Sólo para facilitar la lectura del documento, las cantidades en pesos han sido llevadas a dólar al tipo de cambio de Ch\$ 636,45 por dólar, el tipo de cambio observado al 31 de diciembre de 2008.
- (2) Las cantidades por ADS en millones de pesos constantes se determinan al multiplicar las cantidades por acción por 30 (1 ADS = 30 acciones). Las cantidades por acción en dólares se determinan al dividir las cantidades por ADS por 30.
- (3) Las cantidades por ADS en millones de pesos constantes se determinan al multiplicar las cantidades por acción por 30 (1 ADS = 30 acciones). Las cantidades por acción en dólares se determinan al dividir las cantidades por ADS por 30.
- (4) Las cantidades en dólares se calculan al aplicar el tipo de cambio de dólar en la fecha correspondiente al pago de los dividendos a las cantidades en pesos nominales.
- (5) Las inversiones no incluyen inversiones en acciones de empresas y gastos de capital de filiales en etapas de desarrollo.

Tipos de cambio

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

La Ley Orgánica del Banco Central de Chile N° 18.840 (“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. Transacciones de compraventa de divisas extranjeras pueden ocurrir fuera del mercado cambiario formal, pueden 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 informal, sin embargo, dichos pagos y distribuciones deben remitirse necesariamente a través del mercado cambiario formal. El Banco Central publica el tipo de cambio observado (dólar observado) diariamente, el cual se calcula tomando el promedio ponderado de las transacciones realizadas durante el día hábil anterior en el mercado cambiario formal.

Desde 1993, típicamente, el dólar observado y el tipo de cambio informal han mantenido valores que se diferencian, el uno del otro, en menos de un 1%. La tasa de cambio informal se compone de la tasa promedio a la que se realizan transacciones en el mercado informal. El 31 de diciembre de 2008, el tipo de cambio informal fue Ch\$ 638,50, o el 0,3% mayor que el dólar observado publicado que fue Ch\$ 636,45 por \$1,00. El 29 de mayo de 2009, el tipo de cambio informal fue Ch\$ 561,45 por \$ 1,00, el 0,16% mayor que el tipo de cambio observado para esa fecha de Ch\$ 560,58. A no ser que se indique lo contrario, las cantidades convertidas al dólar se calcularon en base a los tipos de cambio vigentes el 31 de diciembre de 2008.

En la tabla que aparece a continuación se presentan algunos datos publicados por el Banco Central con respecto al dólar observado, los cuales se aplican a los períodos y fechas indicados.

Año	Tipo de Cambio Observado (1) (Ch\$ por U.S.\$)			
	Baja	Alta	Promedio(2)	Fin Período
2004	557,40	649,45	611,11	557,40
2005	509,70	592,75	558,06	512,50
2006	511,44	549,63	529,64	532,39
2007	493,14	548,67	521,06	496,89
2008	431,22	676,75	530,48	636,45

Últimos seis meses	Tipo de Cambio Observado Mensual(1) (Ch\$ por U.S.\$)			
	Baja	Alta	Promedio(2)	Fin Período
2008				
diciembre	625,59	674,83	—	636,45

Últimos seis meses	Tipo de Cambio Observado Mensual(1) (Ch\$ por U.S.\$)			
	Baja	Alta	Promedio(2)	Fin Período
2009				
enero	610,09	643,87	—	617,10
febrero.....	583,32	623,87	—	599,04
marzo	572,39	614,85	—	583,26
abril.....	575,12	601,04	—	580,10
mayo	558,95	580,10	—	560,58

Fuente: Banco Central de Chile.

- (1) Refleja el peso a valores históricos en lugar de pesos constantes.
(2) El promedio de los tipos de cambio en el último día de cada mes durante el período. Esto no se aplica a los datos mensuales

B. Capitalización y endeudamiento

No se aplica.

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

No se aplica.

D. Factores de riesgo

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

Las fluctuaciones económicas en Sudamérica probablemente afecten nuestros resultados operacionales.

Todas nuestras operaciones se ubican en cinco países Sudamericanos. En el año 2008, generamos el 44% de nuestros ingresos operacionales consolidados y 38% de nuestro resultado operacional fuera de Chile. Por consiguiente, nuestros ingresos consolidados son muy sensibles al desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales tuviesen un impacto negativo de importancia relativa en la economía de cualquiera de países en los cuales tenemos inversiones u operaciones, nuestra condición financiera y los resultados operacionales podrían sufrir un impacto negativo.

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, incluyendo Chile. Es posible que los eventos transcurridos en otros países, tengan un impacto adverso en los mercados de valores y financieros chilenos y dichos efectos pueden afectar el valor de nuestras acciones. Además, tenemos inversiones importantes fuera de Chile en algunos países relativamente riesgosos como Argentina, Brasil, Colombia y Perú. La generación y distribución de caja de dichas filiales han demostrado ser volátiles.

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

Las autoridades estatales han modificado las políticas monetarias, crediticias y tarifarias, entre otras, con el objeto de influir en el rumbo de la economía en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A menudo los esfuerzos de estos Estados para controlar la inflación y otras políticas han significado usualmente la aplicación de controles salariales, tarifarios y de precios, además de otras medidas intervencionistas que incluyen el bloqueo de cuentas bancarias y la imposición de controles de capitales, como en el caso de Argentina en el año 2001. En el año 2008, el gobierno argentino nacionalizó el fondo de pensiones del sector privado. Los cambios realizados en las políticas de dichas autoridades estatales con respecto a las tarifas, los controles cambiarios, los reglamentos y la tributación, al igual que la inflación, devaluación, inestabilidad social y otros desarrollos políticos, económicos o diplomáticos, lo que incluye la reacción de los gobiernos de la región ante dichas circunstancias, podrían tener un impacto adverso de importancia relativa en nuestro negocio y los resultados financieros, así como también la inflación, devaluación,

inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, además de la forma en que los gobiernos de la región reaccionan ante estas circunstancias. La intervención por parte de las autoridades gubernamentales en cualquiera de los países en los cuales operamos, podría reducir la rentabilidad de nuestro negocio y tener un efecto adverso de importancia relativa en nuestros resultados operacionales.

La Crisis Financiera Mundial tendrá un impacto adverso significativo sobre nuestro acceso a crédito bancario, y en menor medida, los mercados de capitales y una recesión prolongada probablemente afectaría nuestros resultados operacionales.

La crisis crediticia mundial y su efecto negativo sobre la industria financiera, probablemente tendrán un impacto adverso sobre nuestra capacidad para obtener nuevos préstamos bancarios con los términos y las condiciones a que accedíamos hasta ahora.

Nuestra capacidad de acceder al mercado de capitales de los cinco países en que operamos, como también al mercado de capitales internacional, como fuentes de liquidez, también puede verse mermado durante la crisis, o tal financiamiento puede estar disponible solo a tasas de interés mayores a los que hemos estado expuestos hasta ahora, llevando a un incremento en el gasto en intereses y flujos de caja reducidos. Menor liquidez podría, a su vez, afectar nuestras inversiones de capital, nuestras inversiones y adquisiciones a largo plazo, nuestras perspectivas de crecimiento, como también nuestra política de pago de dividendos.

Adicionalmente, en la medida en que los cinco países en que operamos experimenten una recesión prolongada, es probable que nuestros clientes demanden menos electricidad que en el pasado, que podría afectar negativamente a nuestros resultados operacionales y a nuestra condición financiera. Más aun, algunos de nuestros clientes pueden tener dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, y un aumento en las cuentas incobrables afectaría adversamente a nuestros resultados.

Estamos sujetos al riesgo de refinanciamiento y a condiciones de deuda financiera que podrían afectar nuestra liquidez.

Al 31 de diciembre de 2008, nuestro endeudamiento consolidado fue de \$1.051 millones con vencimiento en 2009, (incluyendo una opción de venta por \$220 millones ejercidos por los tenedores de ciertos Bonos Yankee el 1 de febrero de 2009 por \$149 millones)

- \$ 391 millones el 2010
- \$ 546 millones en el período 2011
- \$ 267 millones en el período 2012
- \$ 481 millones en el período 2013; y
- \$ 1.606 millones vencen en adelante.

De la deuda que asciende a \$1.051 millones, el monto por país es:

- \$ 110 millones en Argentina;
- \$ 192 en Colombia
- \$116 millones en Perú; y.
- \$ 633 millones se encuentran en Chile;

Nuestros contratos de deuda están condicionados a ciertos ratios financieros bastantes estándares de endeudamiento-EBITDA y deuda-patrimonio entre otros. Adicionalmente contienen condiciones afirmativas y negativas, como también eventos de incumplimiento, y en algunos casos, eventos de prepago obligatorio.

Una parte significativa de nuestro endeudamiento contiene disposiciones de incumplimiento cruzado. En el caso de nuestros Bonos Yankee, pueden gatillarse cuando quedan en incumplimiento otras deudas, nuestras o de nuestras filiales, si y solo si el capital de la deuda que gatilla el incumplimiento cruzado es superior a los \$30 millones. Nuestros contratos de deuda sindicada con bancos suscritos bajo la ley del Estado de Nueva York, el umbral de materialidad del capital de la deuda que pudiese gatillar el incumplimiento cruzado aumenta a \$ 50 millones, y existe una cláusula adicional que requiere que, a su vez, al menos \$ 50 millones estén en incumplimientos. Más aún, los contratos de deuda bancaria, a diferencia de los Bonos Yankee, no aplican a todas las subsidiarias. En el caso de ambos contratos, los Bonos Yankee y los créditos sindicados, el incumplimiento cruzado no es automático; si no, condicionado a contar con un quórum mínimo de tenedores de bonos para formalmente solicitar la aceleración. Nuestros Bonos Locales Chilenos, denominados en UF, por otra parte, tienen cláusulas de incumplimiento cruzado con umbrales de materialidad de capital mucho mayores a los detallados aquí. Nuestros instrumentos de deuda cuyo riesgo relevante es distinto al chileno normalmente incluyen umbrales de incumplimiento cruzado relativamente más bajos, en línea con las prácticas de mercado de esos países. En el caso de gatillar cualquiera de nuestras disposiciones de incumplimiento cruzado y que nuestros acreedores existentes exigiesen el pago inmediato, una parte importante de toda nuestra deuda podría devengar y ser pagadera. Véase “Ítem 5. —Resumen operativo y financiero y perspectivas—B. Liquidez y recursos de capital” para obtener mayor información acerca de algunos de los pactos y ciertas disposiciones aplicables a estos contratos de deuda.

Posiblemente no tengamos la capacidad de refinanciar nuestro endeudamiento o de obtener dicho financiamiento de conformidad con 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. Más aun, es posible que no se pudiese vender los activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos como para permitirnos realizar dicho pagos.

A la fecha del presente informe, Argentina constituye el país con el más alto riesgo de refinanciamiento. Al 31 de diciembre de 2008, la deuda financiera con terceros de nuestras filiales argentinas (Endesa Costanera y El Chocón) alcanzó los \$ 314 millones. De conformidad con la política que aplicamos a todas nuestras filiales argentinas, mientras sigan irresueltos temas fundamentales relativos al sector eléctrico, estamos renovando la mayor parte de nuestra deuda pendiente. Si nuestros acreedores no siguiesen aceptando renovar la deuda al vencimiento, posiblemente no tengamos la capacidad de refinanciar dicha deuda bajo condiciones que nos fuesen aceptables.

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

Aproximadamente el 62% de nuestra capacidad instalada de generación consolidada es hidroeléctrica y por lo tanto las condiciones hidrológicas adversas puede tener un impacto en nuestro negocio e influir de manera importante en nuestros resultados.

Durante los períodos de sequía, la electricidad proveniente de las centrales térmicas, como las nuestras que utilizan gas natural, fuel oil o carbón como combustible, se despacha con mayor frecuencia. Nuestros gastos de que realizar compras de electricidad de terceros con el fin de cumplir con todas nuestras obligaciones contractuales. El costo de estas compras de electricidad en el mercado spot puede superar el precio al que debemos vender la electricidad contratada, ocasionando pérdidas por esos contratos.

Nuestras filiales de generación tienen una política comercial que limita el impacto potencial de interrupciones en nuestra capacidad de suministrar electricidad a nuestros clientes, incluyendo aquellas ocasionadas por sequía, las interrupciones en el suministro de gas y las suspensiones técnicas prolongadas. De conformidad a esta política, se determina cierto nivel de contratos para cada generadora que reduce los riesgos a niveles de confiabilidad estadística del 95%. Se exige que cualquier contrato que supere dicho nivel del 95% incorpore cláusulas que transfieren el riesgo de interrupciones a los clientes. Pese a esta política de reducción de riesgos, una sequía prolongada tendrá un impacto adverso en nuestros resultados.

Reglamentos gubernamentales pueden ocasionar costos de explotación adicionales que pueden disminuir nuestras utilidades.

Estamos sujetos a reglamentos amplios que se aplican a las tarifas y a otros aspectos de nuestro negocio en los cinco países en los cuales operamos y a veces dichos reglamentos pueden tener un impacto adverso en nuestra

rentabilidad. Además, con frecuencia a las autoridades legislativas y administrativas en los países donde operamos se les presentan modificaciones al marco regulatorio que incluyen cambios que, de aprobarse, afectarían de manera significativa nuestras operaciones y podrían tener un impacto adverso importante en nuestro negocio. Por ejemplo, en el año 2005 hubo un cambio en la Ley de Derechos de Agua en Chile que exige que paguemos por todos los derechos de agua que no utilizemos.

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

Del mismo modo, si cualquiera de las autoridades regulatorias aplicara una política de racionamiento material producto de condiciones hidrológicas adversas en los otros países donde operamos, nuestro negocio, la condición financiera y los resultados operacionales podrían sufrir un impacto negativo material. Los períodos de racionamiento pueden suceder en el futuro y, por ende, es posible que se les exija a nuestras filiales de generación el pago de multas legales si dichas filiales no lograsen suministrar un servicio adecuado bajo dichas condiciones.

Las autoridades regulatorias pueden imponer multas a nuestras filiales.

En Chile, nuestro negocio de electricidad puede estar sujeto a multas regulatorias producto de cualquier incumplimiento con los reglamentos vigentes, incluyendo una falla en el suministro de energía. Dichas multas pueden fluctuar entre 1 Unidad Tributaria Mensual (“UTM”) o \$ 59 y 10.000 Unidades Tributarias Anuales (“UTA”), o \$7,1 millones, utilizando la UTM, la UTA y los tipos de cambio extranjeros al 31 de diciembre de 2008. Toda compañía eléctrica bajo la supervisión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o la SEC, puede estar sujeta al pago de estas multas, las cuales se aplican a los casos en que, a juicio de la SEC, a dicha compañía se le atribuye las fallas operacionales que afecten el habitual suministro de energía al sistema. Una compañía eléctrica bajo la supervisión de la SEC puede estar sujeta a multas cuando el sistema eléctrico se ve afectado por fallas operacionales, incluso cuando la compañía no tiene la autoridad para reaccionar con motivo de evitar dichas fallas.

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

En 2003, la SEC impuso una multa a algunas de nuestras filiales de generación chilenas por un monto acumulado de aproximadamente 5.330 UTA, lo que equivale aproximadamente \$3,8 millones, por no transmitir energía en el año 2002.

En 2004, la SEC nos impuso multas por un monto de 2.030 UTA o \$ 1,4 millones, debido al apagón que tuvo lugar el 13 de enero de 2003 en la Región Metropolitana. Como consecuencia de una resolución administrativa, estas multas fueron desde entonces reducidas a 1.610 UTA o \$1,1 millones.

En 2005, la SEC nos impuso otras multas por el valor de 1.260 UTA, lo que equivale aproximadamente \$ 0,9 millones, en relación a otro apagón producido en la Región Metropolitana en el 2003.

El 19 de febrero de 2009, la SEC impuso multas a Endesa Chile, Pehuenche y San Isidro por 200 UTA, 200 UTA y 100 UTA, respectivamente o \$0,3 millones en total, debido a un acuerdo en el CDEC-SIC.

En la actualidad nuestras filiales están en el proceso de apelar dichas multas, pero es posible que no tengan éxito.

Dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales y coligadas para cumplir con nuestras obligaciones de pago.

Para poder pagar nuestras deudas, dependemos del efectivo de los dividendos, créditos, pagos de interés, reducciones de capital y otros pagos que recibamos de nuestras filiales y compañías coligadas, además de los recursos provenientes de la emisión de nuevos valores. La capacidad de nuestras filiales de pagar los dividendos, los pagos de intereses y de créditos y entregar otras distribuciones a nosotros está sujeta a ciertos límites legales, tales como las restricciones de dividendos, los deberes fiduciarios, las restricciones contractuales y los controles cambiarios que se pueden imponer en cualquiera de los cinco países en los cuales operan nuestras filiales.

Históricamente hemos sido capaces de acceder a los flujos de caja de nuestras filiales chilenas, pero no ha ocurrido de manera similar con la de nuestras filiales no chilenas debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, condiciones económicas y restricciones de crédito.

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 nuestra probabilidad de depender de los flujos de efectivo de las operaciones de aquellas entidades para el pago de las deudas.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales. Algunas de nuestras filiales no chilenas están sujetas a las exigencias de una reserva legal entre otras restricciones aplicables al pago de dividendos. Adicionalmente, en algunas de nuestras filiales que no son de propiedad absoluta la capacidad de entregarnos el efectivo puede verse limitada producto de los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a sus accionistas minoritarios. Producto de dichos deberes, cualquiera de nuestras filiales podría, en ciertas circunstancias, verse inhabilitada con respecto a la entrega de efectivo a nosotros.

Restricciones contractuales. Las restricciones sobre la distribución de dividendos que se establecen en los acuerdos contractuales de nuestras filiales incluyen las siguientes: prohibiciones con respecto a la distribución de dividendos por parte de muchas empresas en el caso de incumplimiento, y en el caso de Empresa Eléctrica Panque S.A. o Panque, una de nuestras filiales de generación en Chile, si no cumple con ciertas razones de endeudamiento a patrimonio y de cobertura de la deuda (según se definen en los contratos de créditos de Panque que vencen en enero de 2010); y prohibiciones con respecto a las distribuciones de dividendos, las reducciones de capital, los pagos de interés entre compañías y el pago de deuda por parte de Endesa Costanera y El Chocón en Argentina, en cada caso, frente a un incumplimiento y de no cumplir con ciertos ratios financieros.

Resultados operacionales de nuestras filiales. Los resultados operacionales de nuestras filiales y nuestras compañías coligadas limitan su capacidad de pagarnos dividendos, créditos o efectuar otras distribuciones. En la medida en que las demandas de efectivo de cualquiera de nuestras filiales superen su efectivo disponible, dicha filial no podrá disponer de efectivo para entregar a nosotros.

Controles cambiarios. La capacidad de nuestras filiales no chilenas y de nuestras compañías coligadas de pagarnos los dividendos y los pagos de créditos u otras distribuciones puede estar sujeta a restricciones de emergencia que los Bancos Centrales u otras autoridades estatales podrían imponer en las distintas jurisdicciones en las cuales operamos. Por ejemplo, durante la crisis económica en 2001, el Banco Central de Argentina impuso restricciones a la transferencia de fondos al exterior de Argentina.

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

Las monedas sudamericanas con las cuales nosotros y nuestras filiales operamos han estado sujetas a grandes depreciaciones y apreciaciones frente al dólar y pueden estar sujetas a importantes fluctuaciones en el futuro.

Históricamente, una parte importante de nuestro endeudamiento consolidado ha estado denominado en dólares y, a pesar de que una porción sustancial de nuestros ingresos se vinculan con el dólar, generalmente hemos estado expuestos y continuamos sustancialmente expuestos a las fluctuaciones de nuestras monedas locales frente al dólar producto del desfase y otras limitaciones asociadas a la indexación de nuestros tarifas al dólar.

Debido a esta exposición, el efectivo generado por nuestras filiales puede sufrir una reducción sustancial cuando las monedas locales se devalúan con respecto al dólar. La volatilidad futura del tipo de cambio de las monedas en las cuales recibimos nuestros ingresos o incurrimos en gastos, puede afectar 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(a) y 11(b). Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre el Riesgo de Mercado”.

Al 31 de diciembre de 2008, utilizando la convención financiera, y no contable, el endeudamiento consolidado total de Endesa Chile era \$4.343 millones (neto de los instrumentos de cobertura de moneda). De esta suma, \$ 2.798 millones o el 64% estaban denominados en dólares y \$658 millones en pesos. Además del dólar y el peso, nuestro endeudamiento consolidado denominado en divisas extranjeras incluía el equivalente a:

- \$ 694 millones en pesos colombianos;
- \$ 149 millones en soles; y
- \$ 45 millones en pesos argentinos,

sumando un total acumulado de \$1.546 millones en monedas distintas al dólar.

Nuestros ingresos operacionales para el período de doce meses que termina el 31 de diciembre de 2008 sumaron \$3.915 millones, de los cuales:

- \$ 744 millones o el 19% se denominaban en dólares
- \$ 1.916 millones o el 49% se vinculaban de alguna manera al dólar; y
- \$ 88 millones correspondían a ingresos en pesos.

En el agregado, el 68% de nuestros ingresos se denominaba en dólares o se vinculaba al dólar a través de alguna forma de indexación. Los ingresos, antes de ajustes por consolidación, en otras monedas para el período de doce meses que termina el 31 de diciembre de 2008 incluían el equivalente a \$ 542 en pesos colombianos, \$ 5.555 millones en pesos argentinos, y \$ 70 millones en soles.

Si bien generamos ingresos e incurrimos en deuda en estas mismas monedas, creemos que estamos expuestos al riesgo en términos de nuestra exposición cambiaria ante estas cuatro monedas. El caso de mayor importancia es el de Argentina, país en el cual la mayor parte de nuestra deuda se denomina en dólares mientras que nuestros ingresos corresponden principalmente al peso argentino.

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

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

Los factores que pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de construir nuevas centrales incluyen: los atrasos en la obtención de permisos regulatorios, incluyendo los permisos ambientales; los cambios en el precio de equipos, materiales o mano de obra o la escasez de los mismos; la oposición por parte de grupos políticos, ambientales y étnicos locales o internacionales; los cambios adversos en el entorno político y regulatorio en los países en los cuales nosotros y nuestras filiales operamos; las condiciones climáticas, los desastres naturales, accidentes u otras circunstancias no previstas; y la incapacidad de obtener el financiamiento a tasas razonables.

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

Somos parte de una variedad de litigios

En la actualidad estamos involucrados en varios litigios y continuaremos sujetos a litigios futuros que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para nosotros que podrían tener consecuencias adversas

sustanciales para nuestro negocio.

Somos parte de una variedad de procesos legales, algunos de los cuales llevan varios años inconclusos. Es posible que algunas de estas demandas no se resuelvan a nuestro favor. Nuestra condición financiera o nuestros resultados operacionales podrían sufrir un impacto adverso sustancial si la resolución de algunas de estas demandas no fuese a nuestro favor. Véase la nota 29 a nuestros estados financieros consolidados auditados.

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

Enfrentamos una exposición económica con respecto de las fluctuaciones del precio de mercado de ciertos productos básicos a raíz de los contratos de ventas de energía a largo plazo que hemos celebrado. 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, tenemos 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, lo que a su vez depende de la cota del agua en las represas, los precios de mercado de ciertas materias primas, tales como el gas natural, el petróleo, el carbón y otros productos relacionados con la energía, además del tipo de cambio del dólar. No siempre existe una correlación entre los cambios en el precio de mercado de estos productos básicos y el tipo de cambio y el precio de mercado de la electricidad o nuestros costos de producción de electricidad; por consiguiente, puede haber momentos en que el precio que recibamos en virtud de estos contratos sea menor que nuestro costo de producción o de adquisición de electricidad. No realizamos transacciones de instrumentos de derivados de productos básicos para manejar nuestra exposición a las fluctuaciones de los precios de productos básicos. De conformidad al GAAP de Chile, nuestro estado de resultados no refleja las fluctuaciones en el valor justo de nuestros contratos de energía a largo plazo, aunque sea un requisito de conformidad con el U.S. GAAP. Para obtener mayor información, véase el “Ítem 11. Divulgación de Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre el Riesgo de Mercado—Riesgo del precio de materias primas”.

Nuestros accionistas controladores pueden tener conflictos de interés relacionados con nuestro negocio.

ENEL S.p.A. (“Enel”) mantiene el control mayoritario del capital de ENDESA, S.A. (“Endesa España”); Enel y Acciona, conjuntamente, mantienen el 92,1% de Endesa España, que es actualmente dueño del 60,6% del capital de Enersis y Enersis posee el 60% del capital accionario en circulación de Endesa Chile (Enel, Endesa España y Enersis, colectivamente, los “Controladores”). Los Controladores tienen la autoridad de determinar el resultado de la mayor parte de los temas importantes a decidirse mediante el voto de nuestros accionistas, tales como la elección de la mayoría de nuestros directores y, sujeto a ciertas restricciones contractuales y legales, la distribución de los dividendos. Los Controladores pueden ejercer cierta influencia sobre nuestras operaciones y estrategias de negocio. Los intereses de nuestros Controladores pueden en algunos casos diferir de aquellos de nuestros accionistas. Los Controladores realizan sus actividades comerciales en Sudamérica a través de nosotros y de entidades no consolidadas por nosotros o en las cuales no tenemos interés.

Los reglamentos ambientales en los países en los cuales operamos pueden aumentar nuestros costos operacionales.

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

La crisis de gas natural en Argentina ha aumentado la vulnerabilidad del sector eléctrico 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 ha impactado la disponibilidad de dicho combustible a corto y mediano plazo en Chile y en Argentina. El bajo precio también ha inducido a los clientes Argentinos a incrementar su demanda. La escasez del gas natural ha obligado a las generadoras eléctricas, nosotros incluidos, a recurrir al uso del más costoso fuel oil, lo que aumenta sustancialmente los costos de producción. La

demanda de electricidad en la región central de Chile cayó un 0,9% en 2008 pero se espera un alza en el largo plazo. Una demanda creciente, junto con un bajo nivel de inversiones a mediano plazo en el sector eléctrico, expone en particular a Chile a los efectos adversos de la crisis del gas natural de Argentina. Desde 2004, Chile se ha visto afectado por mayores restricciones sobre el suministro del gas natural de Argentina a pesar de la existencia de contratos a largo plazo.

Nuestra central de ciclo combinado, San Isidro y ambas unidades en Taltal operan a gas natural y a combustible diesel. Nuestra empresa coligada GasAtacama también opera a gas natural y combustible diesel. Cada empresa cuenta con contratos de gas con proveedores argentinos y se han visto negativamente afectadas por las restricciones sobre el gas natural de Argentina. La materialidad del impacto en el futuro depende del nivel de las restricciones de gas natural, los compromisos contractuales de cada compañía y la disponibilidad de fuentes alternativas como GNL. En la actualidad se encuentra en construcción un terminal de regasificación de GNL de 9,6 millones m³/d (2,5 mtpa) y que se espera entre en operación durante el segundo semestre del año 2009; sin embargo no se puede determinar con seguridad cuando estará suministrando la planta de GNL ni su nivel efectivo de producción, o si tendrá un efecto positivo material sobre nuestros gastos operacionales. Endesa Chile ha sido uno de los promotores de este proyecto. Para información adicional, véase el Item 4. Información sobre la Compañía- A. Historia y Desarrollo de la Compañía – Inversiones, Gastos de Capital y Desinversiones

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

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

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

Aproximadamente 26% del monto pendiente en nuestro endeudamiento consolidado contiene disposiciones contractuales sobre el “cambio de control”. Al 31 de diciembre de 2008, \$ 1.145 millones del endeudamiento consolidado de Endesa Chile contenía algún tipo de condición de “cambio de control” sea en forma de una disposición negativa, un prepagado obligatorio u otro. Sin embargo, de ese total, \$ 378 millones de los contratos de las filiales de Endesa Chile (a) exigen una fusión o escisión preliminar para gatillar dicha disposición sobre el cambio de control, o (b) el cambio de control no se aplica a Endesa España sino a otras compañías.

Un total de \$766 millones en endeudamiento consolidado de Endesa Chile contienen disposiciones sobre el “cambio de control” que específicamente se refieren a Endesa España, directa o indirectamente, como la entidad controladora. Si ocurriera un cambio de control y no lográramos obtener algunas exenciones o modificaciones, los acreedores de dichas deudas tendrían el derecho de acelerar tal deuda y demandar su pago por adelantado.

Al 31 de diciembre de 2008, \$ 450 millones de la deuda de Endesa Chile forman parte de contratos de créditos que se rigen por las leyes del estado de Nueva York. Los acreedores de dichos préstamos, de manera independiente, tienen el derecho de acelerar el pago en caso de que Endesa España ya no estuviese, directa o indirectamente, en la cadena controladora, en el caso de que la nueva entidad controladora no satisfaga ciertos estándares mínimos de clasificación de riesgo, estándares que pueden variar entre los distintos contratos de deuda.

En el caso de que una oferta por Endesa España tuviese éxito y en el caso de que se llevase a cabo un cambio de control, no podemos garantizar que nuestros acreedores renunciarían a los derechos de aceleración que pudiesen tener bajo dichos contratos de crédito. Para mayor detalle acerca de las disposiciones contractuales de Enersis y de Endesa Chile, véase el “Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas — B. Liquidez y recursos de capital”.

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

Todos nuestros activos se ubican fuera de los Estados Unidos. Ninguno de nuestros directores ni ejecutivos está domiciliado en los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentra fuera de los Estados Unidos. Si

cualquier accionista presentare una demanda en los Estados Unidos en contra de nuestros directores, ejecutivos o expertos, puede ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas y puede ser difícil para ellos hacer cumplir, en los tribunales de Estados Unidos o de Chile, un fallo legal dictado en los Estados Unidos basado en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas respecto a si una acción se pudiese levantar con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de Estados Unidos.

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 3,2% en 2008 comparado con un 5,1% en 2007. Las últimas proyecciones del Banco Central de Chile para el crecimiento en 2009 varían entre el -0,75% y el 0,25%. 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 o que no tengan un impacto en nuestra condición financiera o en los resultados operacionales. Nuestra condición financiera y el resultado de operación pueden verse afectados por cambios en las políticas económicas u otras políticas del Estado chileno que han ejercido y continúan ejerciendo una influencia significativa en muchos aspectos del sector privado. Adicionalmente, nuestra condición financiera y los resultados operacionales pueden verse afectados por otros desarrollos políticos o económicos en Chile, además de los cambios regulatorios o las prácticas administrativas de las autoridades chilenas, sobre los cuales no tenemos ningún control.

Ítem 4. Información sobre la Compañía

A. Historia y desarrollo de la Compañía

Constitución e información de contacto de la Compañía

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

La Información de contacto de la Compañía es:

Oficina registrada:	Santa Rosa 76, Santiago, Chile
Dirección comercial:	C.P. 8330099, Santiago
Fono:	(562) 630 9000
Fax:	(562) 635 3938

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

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

Evolución de la Compañía

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

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

- adquirimos una participación en Endesa Costanera en 1992 y posteriormente, en agosto de 1993, adquirimos una participación mayoritaria en el capital social de El Chocón, ambas en Argentina; en mayo de 2007, Endesa Chile incrementó su participación patrimonial en El Chocón de 47,44% a 65,37% y en Endesa Costanera de 64,26% a 69,76%;
- adquirimos Edegel en Perú en octubre de 1995; en junio de 2006 se fusionó Edegel y Etevensa, después de la cual el interés patrimonial de Endesa Chile alcanzó el 33,06% de sus activos peruanos;
- adquirimos Betania y Emgesa, ambas en Colombia, en diciembre de 1996 y en octubre de 1997. En septiembre de 2007 ambas filiales se fusionaron en Betania, la cual cambió su nombre a Emgesa S.A. E.S.P., al 31 de diciembre de 2008, la participación de Endesa Chile en el patrimonio de Emgesa era 26,87%.
- adquirimos Cachoeira Dourada en Brasil en Septiembre de 1997. Desde octubre de 2005, Cachoeira Dourada ha sido una filial de Endesa Brasil.

Desarrollos Recientes

Desde el 10 de octubre de 2007, la empresa de energía italiana, Enel, y la empresa constructora española Acciona, poseen conjuntamente el 92.1% de las acciones de capital de Endesa España, que a su vez, controla el 60,6% del capital accionario de Enersis. Enersis es dueña del 60% del capital accionario de Endesa Chile.

El 20 de febrero de 2009, Acciona y Enel anunciaron que habían alcanzado un acuerdo por el cual Acciona, directa e indirectamente, le transferiría a Enel Energy Europe Srl, filial 100% propiedad de Enel, una participación de un 25% de Endesa España. La transferencia está sujeta a la aprobación de las autoridades relevantes y a otras condiciones. Asumiendo que se cumplen las condiciones, Enel Energy Europe Srl tendrá el 92,1% de la propiedad accionaria de Endesa España.

Bajo el acuerdo, Enel se comprometió a pagar €11.107 millones por la participación accionaria. Adicionalmente, Endesa España acordó traspasar a Acciona activos de energía eólica e hidroeléctrica ubicados en España y Portugal valorados en €2.890 millones. La transferencia de acciones y activos se espera sea completada antes de fines de agosto de 2009. El acuerdo entre Enel y Acciona fue registrado ante la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores) Española, como un hecho esencial el 20 de febrero del 2009, y puede ser encontrado en el sitio web (www.cnmv.es).

Inversiones, Gastos de Capital y Desinversiones

Nuestras inversiones en el año 2008 alcanzaron un monto de Ch\$ 305 mil millones (\$ 479 millones de dólares) principalmente en Chile y Argentina y el mantenimiento de capital, la suma de Ch\$ 90 mil millones (\$141 millones de dólares) en todas nuestras filiales operacionales. Al 31 de diciembre de 2008 esperamos que nuestros gastos de capital sean alrededor de Ch\$ 2.463 mil millones (\$3,9 mil millones de dólares) a lo largo de los próximos cinco años. Si bien hemos considerado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la Compañía, no hemos comprometido ninguna estructura financiera y aquello dependerá de las condiciones del mercado al momento en el cual se necesiten estos flujos de caja.

A mediados de enero 2008, dos meses antes de lo proyectado, la planta San Isidro II terminó la construcción de un ciclo combinado alcanzando una capacidad total de 353 MW. Tomando en consideración la etapa en ciclo abierto y la etapa de ciclo combinado, el proyecto requirió una inversión total de \$ 233 millones. Una vez que gas natural líquido (GNL) se encuentre disponible en Chile, la planta alcanzará su capacidad máxima de 377 MW. La entrada en operación anticipada de esta central ha sido un apoyo a la compleja situación de oferta energética que ha experimentado Chile durante los primeros meses del 2008 como resultado de la crisis del gas natural en Argentina.

Endesa Chile comenzó la operación con diesel de la unidad 1 de la planta Taltal, con una capacidad instalada adicional de 120 MW, que estaba originalmente diseñada para operar con gas natural argentino.

El 27 de junio de 2008, Endesa Eco comenzó la operación de su planta hidroeléctrica de pasada Ojos de Agua, ubicada cerca de la Central Cipreses, aguas debajo de la Laguna La Invernada. La inversión en esta planta de 9 MW, alcanzó \$28 millones.

Reforzando el compromiso de Endesa Chile con la sostenibilidad y el desarrollo de iniciativas de energía renovable no convencionales (“ERNCC”), a continuación de la entrada en operación del parque eólico Canela de 18 MW, nuestra filial Endesa Eco adquirió el terreno colindante y suscribió un contrato de suministro con Acciona Windpower por 40 generadores eólicos que producirán 60 MW adicionales con un inversión estimada de \$150 millones. El estudio de impacto ambiental (“EIA”) recibió la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable, la autoridad medioambiental regional. Esperamos que el parque eólico entre en operación durante el último trimestre de 2009.

Como parte de su estrategia para asegurar confiabilidad y fuentes de energía diversificadas, la Compañía está formando parte activa de la iniciativa promovida por el Gobierno para diversificar la matriz energética a través del proyecto de GNL de Quintero, con una participación de un 20% de la propiedad del terminal de regasificación, junto con Enap, Metrogas, y British Gas como proveedor de gas. El costo estimado de inversión es de aproximadamente \$1,1 mil millones y el inicio de sus operaciones está programado para julio de 2009.

En agosto 2008, la Corema emitió una resolución de calificación ambiental con la aprobación del EIA del proyecto de generación térmica de Quintero, consistente en un ciclo abierto que operará con petróleo diesel hasta disponer de GNL. La central tendrá una capacidad de 250 MW y estará ubicada en un sitio contiguo a la planta regasificadora de Quintero. Endesa Chile otorgó a General Electric el suministro de dos turbinas de 125 MW y en enero de 2008, otorgó el contrato EPC a Sigdo Koppers. Al 18 de diciembre de 2008, todo el equipamiento para el proyecto había llegado al sitio de las obras, permitiendo comenzar con los trabajos de montaje. Su puesta en servicio se estima para el primer semestre de 2009. La inversión total del proyecto Quintero se estima en aproximadamente \$140 millones y su puesta en marcha se espera durante la primera mitad del año 2009.

Los trabajos de construcción han continuado en la planta a carbón Bocamina II en Coronel, ciudad ubicada en la octava región de Chile. Con una capacidad de 370 MW, esta planta tendrá la tecnología más avanzada en reducir emisiones y se espera comience a operar en durante el segundo semestre de 2010. La inversión estimada es de \$ 700 millones.

El 16 de Abril de 2008, la autoridad medioambiental de la región del Maule aprobó el estudio de impacto ambiental de la planta hidroeléctrica de pasada Los Cóndores, con una capacidad instalada de 150 MW y una generación promedio anual de 560 GWh. Esta planta usará las aguas del embalse del Maule y estará ubicada al este de las Centrales Cipreses e Isla, ubicados en San Clemente, Talca. La inversión estimada es de aproximadamente \$ 400 millones y su entrada en operación está planificada para el primer trimestre de 2013. La construcción comenzó el primer trimestre de 2009.

El Ministerio de Minas y Energía Colombiano seleccionó a Emgesa para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, para iniciar operaciones en diciembre de 2014. Con una inversión estimada en más de \$ 650 millones, el proyecto tendrá una capacidad instalada de 400 MW, y se ubicará en el Departamento de Huila, sobre el río Magdalena, aguas arriba de la central Betania.

En Perú, en enero de 2008 se firmó con Siemens Power Generation un contrato “llave en mano” por la instalación de una turbina de 188 MW en la central Santa Rosa, la que operará con gas natural de Camisea. El proyecto requerirá una inversión de aproximadamente \$ 90 millones y está planificado que esté operativo a fines del año 2009. Este proyecto aumentará la capacidad instalada de Edegel de 1.467 MW a 1.654 MW y nos permitirá mantener el ritmo del acelerado crecimiento de la demanda de electricidad en el mercado peruano.

En Argentina, Endesa Chile ha sido parte desde el año 2005 en Foninvemem, un fondo que está construyendo dos ciclos combinados de 800 MW cada uno. Endesa Chile tendrá un 21% de participación patrimonial a través de sus filiales Endesa Costanera y El Chocón. A fines de 2008, 1.125 MW estaban operando en ciclo abierto. La operación a ciclo combinado se estima para el segundo semestre de 2009.

La tabla a continuación muestra un detalle de los gastos de capital que hicieron nuestras filiales en el año 2008 y los gastos de capital proyectados para el período 2009-2013:

GASTOS DE CAPITAL DE ENDESA CHILE Y SUS FILIALES

	(en millones de US\$) (1)			
	2006	2007	2008	2009-2013
Chile	241,3	408,3	397,2	1.391,6
Argentina	28,3	34,9	48,3	245,2
Colombia	36,6	32,3	33,5	838,3
Perú.....	94,5	23,7	82,9	196,6
Total.....	400,7	499,3	561,9	2.671,7

(1) Las cifras para los años 2006, 2007 y 2008 corresponden a dólares históricos. Las cifras para los años 2009 a 2013 están expresadas en dólares a los tipos de cambio proyectados por la compañía.

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

- el 18 de abril de 2005 Endesa Chile y su filial Endesa Inversiones Generales S.A. (ENIGESA), establecieron una nueva filial, Endesa ECO S.A.;
- el 24 de mayo de 2005 el directorio de Endesa Chile aprobó la creación de una sociedad de inversiones brasileña llamada Endesa Brasil S.A., la que recibió como contribución los activos existentes en ese país de Endesa Internacional, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. El 1 de octubre de 2005 se transfirió a esta nueva sociedad la participación total de Endesa Chile en Cachoeira Dourada , y en *Companhia de Interconexão Energética S.A* “CIEN”, en *Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.* (“CTM”), y en *Transportadora de Energía del Mercosur S.A.* (“TESA”), lo que se tradujo en un interés económico del 37,8% para Endesa Chile en Endesa Brasil, al 31 de diciembre de 2005 (37,65% a diciembre de 2008). El propósito de esta reorganización de activos fue lograr una mayor estabilidad de los flujos de caja locales al contar con una administración central y optimizar los costos de financiamiento. Además, esta acción mejorará el acceso al financiamiento con terceros y el posicionamiento del grupo para aprovechar posibles oportunidades de inversión, convirtiéndolo en el cuarto grupo integrado del sector privado del sector eléctrico en Brasil;
- el 3 de octubre de 2005 el directorio de Endesa Chile aprobó la disolución y la liquidación de la sociedad de inversiones Lajas Inversoras S.A., que era propietaria del 99,61% de la empresa brasileña Cachoeira Dourada S.A. Los activos de esta sociedad se distribuyeron entre sus accionistas conforme con sus proporciones de la participación en la sociedad;
- el 16 de noviembre de 2005 se constituyó GNL S.A., con objeto de realizar el proyecto de gas natural licuado en Chile . La compañía fue formada por Endesa Chile, ENAP, Metrogas con participaciones iguales. El 17 de marzo de 2007, las tres compañías junto a British Gas, un proveedor de GNL, establecieron GNL Quintero S.A. para construir, mantener y operar el terminal de regasificación. Las participaciones patrimoniales en GNL Quintero S.A. son de British Gas (40%), Endesa Chile (20%), ENAP (20%), y Metrogas (20%);
- desde diciembre de 2005 Endesa Chile, mediante sus filiales argentinas, El Chocón y Endesa Costanera, participa en dos nuevas compañías, *Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.* y *Termoeléctrica José de San Martín S.A.*, con una participación accionaria de 15,4% y 5,5%, respectivamente, en cada compañía nueva. La fecha de inicio esperada para la central Manuel Belgrano es la primera mitad del 2009 y la segunda mitad del 2009 para la central José de San Martín. De ahí en adelante, las empresas empezarán a recuperar sus créditos de los flujos de caja generados por el proyecto bajo el contrato de ventas de la producción a diez años con el *Mercado Eléctrico Mayorista*, o MEM. (Ver “—B. Introducción al Negocio. Operaciones en Argentina” para mayores detalles).
- el 1 de junio de 2006, se llevó a cabo la fusión entre la filial peruana de Endesa Chile, Edegel, y Etevensa, una filial de Endesa Internacional. Durante el mes de octubre, se cerró el ciclo combinado de la segunda caldera de la central Ventanilla, dejándola con una capacidad final de 457 MW.

- *Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.*, “HidroAysén”, una sociedad de inversión a largo plazo, se constituyó el 4 de septiembre de 2006. Endesa Chile cuenta con una participación de 51% y el 49% restante corresponde a Colbún S.A. El 14 de agosto se presentó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a la Corema de la Región de Aysén del proyecto hidroeléctrica de 2.750 MW. El EIA fue preparado por un consorcio internacional conformado por las compañías SWECO, POCH Ambiental y EPS e involucró una inversión de \$14 millones. El EIA está en proceso y la primera solicitud de aclaraciones ha sido emitida, para lo cual la empresa está preparando respuestas. El 1 de agosto de 2008, HidroAysen contrató a la compañía de transmisión, Transelec, el diseño y estudio de ruta para la construcción de una línea de corriente directa de alto voltaje (CDAV) para proveer de energía y potencia al SIC.

El 28 de febrero de 2007, Endesa adquirió 19.574.798 acciones ordinarias de Southern Cone Power Argentina S.A., que cuenta con el 5.5% del capital accionario de Endesa Costanera. La inversión fue de \$ 9,5 millones. Como resultado de esta compra, la participación de Endesa Chile en Endesa Costanera se incrementó de 64,3% en 2003 a 69,8%.

- El 8 de marzo de 2007, Endesa Chile adquirió un total de 4.467.500 acciones de CMS Generation Co. y CMS Generation S.R.L. representando el 25% del capital accionario de Hidroinvest S.A., la empresa de inversiones argentina controladora de El Chocón, y 7.405.768 acciones directas de El Chocón. El precio de compra total fue de \$ 50 millones, que incluyó la deuda de Hidroinvest S.A. para con CMS. Con esta compra, la participación de Endesa Chile en Hidroinvest S.A. se incrementó de 69,9% a 96,1%, y se fortalece nuestro control en El Chocón, que es controlada en un 59% por Hidroinvest S.A. Como resultado de las anteriores compras, Endesa Chile incrementó su participación en El Chocón de 47,4% a 65,4%.
- El 30 de junio de 2007, Endesa Chile notificó a CMS Enterprises Company (CMS) su decisión de ejercer su derecho de primera oferta otorgado por CMS para sus intereses en las empresas y vehículos que conforman GasAtacama. En esta misma fecha, Endesa Chile y Southern Cross Latin America Private Equity Fund III, L.P. (“Southern Cross”) ejecutaron un acuerdo de compra y venta por el 50% de la participación de Endesa Chile en GasAtacama y de los préstamos garantizados asociados con esta participación, al fondo Southern Cross. Como resultado, Endesa Chile y Southern Cross cuentan cada uno con un 50% de participación en GasAtacama.
- El primero de septiembre de 2007, las empresas colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. se fusionaron en la última, la cual cambió su nombre a Emgesa S.A. E.S.P. Como resultado, la participación de Endesa Chile, directa e indirecta, en la empresa fusionada, Emgesa S.A. E.S.P., es de 26,9%. Esta nueva estructura corporativa ofrece ventajas para la gestión de transacciones financieras en Colombia.

B. Visión general del negocio

Somos una compañía de generación eléctrica cuyas acciones se cotizan en la Bolsa con operaciones en Chile, Argentina, Colombia y Perú. Nuestro negocio principal consiste en la generación eléctrica. También participamos en los servicios de ingeniería y tenemos la concesión de un túnel. La baja contribución de los activos no eléctricos, menos del 1,5% de los ingresos, no justifica realizar un desglose de los ingresos por actividad.

Nuestra capacidad instalada consolidada al 31 de diciembre de 2008 es 12.906 MW, con una capacidad de generación hidroeléctrica de 61,9%, termoeléctrica de 38,0% y eólica de 0,1%. La capacidad instalada total se define como la máxima capacidad de potencia (medida en unidades de generación de MW), bajo condiciones y características técnicas específicas.

Poseemos y operamos 26 centrales generadoras en Chile con una capacidad instalada agregada de 4.893 MW al 31 de diciembre de 2008, comparados con los 4.477 MW de 2007. El aumento de nuestra capacidad total en Chile se debe principalmente a la incorporación de aproximadamente 105 MW en San Isidro II y la incorporación de Ojos del Agua (9 MW, mini-hidro) el 27 de junio. San Isidro II inició sus operaciones en ciclo abierto en abril 2007 y en ciclo combinado en enero 2008. Representamos el 36,5% de la capacidad de generación total de Chile al 31 de diciembre de 2008 medida en función a la capacidad máxima calculada por el CDEC-SIC. La capacidad instalada hidroeléctrica representa el 70,7% de la totalidad de la capacidad instalada de Endesa Chile en Chile. El CDEC es el centro de despacho de electricidad en el correspondiente sistema eléctrico.

Al 31 de diciembre de 2008, también tenemos intereses en 25 centrales generadoras fuera de Chile con una capacidad instalada acumulada de 8.014 MW con respecto a los 7.941 MW en el año 2007. Los principales cambios asociados a nuestra capacidad instalada fuera de Chile son en Colombia con Cartagena (66 MW) y en Argentina con Arroyito (8 MW). Para detalles adicionales del incremento de capacidad de esas unidades véase el “Ítem 4. Información sobre la compañía – D. Propiedad, plantas y equipos”. La capacidad hidroeléctrica instalada fuera de Chile representa el 56,5% de la capacidad total de Endesa Chile fuera de Chile. Según las cifras de 2008, la capacidad de generación instalada de la Compañía en Argentina, Colombia y Perú representa aproximadamente el 14%, 21% y 28% de la capacidad total en cada país, respectivamente.

La siguiente tabla muestra la información de la generación eléctrica de Endesa Chile:

GENERACION HIDRO/TÉRMICA CONSOLIDADA DE ENDESA CHILE (GWh)(1)

	Año terminado el 31 de diciembre					
	2006		2007		2008	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Generación hidroeléctrica...	38.617	73	32.687	65	32.315	63
Generación térmica	14.332	27	17.796	35	18.949	37
Otra generación (eólica)			3	0	30	0
Generación Total ..	52.949	100	50.486	100	51.294	100

(1) Generación menos el consumo de energía y pérdidas técnicas de la central.

Nuestra producción consolidada de electricidad alcanzó 51.294 GWh en 2008, 1,6% mayor que los 50.486GWh producidos 2007. Argentina fue el país que más redujo la generación, de 12.117 GWh en 2007 a 10.480 GWh en 2008, una reducción de un 13,5%. Colombia fue el país donde el incremento en el generación fue mayor, de 11.942 GWh en 2007 a 12.905 GWh en 2008, equivalente a un 8,1%. La generación hidroeléctrica en 2008, de los cuatro países que consolidan en nuestro resultado operacional, fue 1% menor que en 2007; y la generación térmica en 2008 fue un 6,5% mayor que en 2007.

Nuestras ventas físicas consolidadas de energía para el 2008 fueron de 55.734 GWh, 0,9% mayores que nuestras ventas físicas de energía consolidada de 55.225 GWh en 2007. El aumento en ventas se debe principalmente a Perú y Colombia. La disminución más relevante fue en Argentina como se ilustra en la tabla a continuación:

DATOS FISICOS DE ENDESA CHILE POR PAIS

	Al 31 de diciembre de cada año		
	2006	2007	2008
Argentina			
Número de generadoras (1).....	5	5	5
Capacidad instalada (MW) (2).....	3.638,7	3.644,1	3.652,1
Energía generada (GWh) (3).....	13.750,3	12.117,1	10.480,2
Ventas de energía (GWh).....	13.926,3	12.406,3	11.097,7
Chile			
Número de generadoras (1).....	22	25	26
Capacidad instalada (MW) (2).....	4.476,7	4.779,2	4.892,9
Energía generada (GWh) (3).....	19.973,2	18.773,0	19.807,1
Ventas de energía (GWh).....	20.922,8	19.212,1	19.808,0
Colombia			
Número de generadoras (1).....	11	11	11
Capacidad instalada (MW) (2).....	2.778,7	2.828,7	2.894,7
Energía generada (GWh) (3).....	12.564,0	11.941,8	12.905 ,1
Ventas de energía (GWh).....	15.326,9	15.613,1	16.367,9

	Al 31 de diciembre de cada año		
	2006	2007	2008
Perú			
Número de generadoras (1).....	9	9	9
Capacidad Instalada (MW) (2).....	1.425,5	1.468,0	1.466,8
Energía generada (GWh) (3).....	6.662,0	7.654,4	8.101,9
Ventas de energía (GWh).....	6.766,5	7.993,5	8.460,8

- (1) Para detalles sobre las instalaciones generadoras vea “—D. Propiedades, Plantas y Equipos.”
- (2) Capacidad instalada total definida como la capacidad máxima en MW de las unidades de generación bajo condiciones técnicas y características específicas, en la mayoría de los casos confirmadas por pruebas de garantía de satisfacción realizadas por proveedores de equipos certificados por Bureau Veritas, una empresa de certificación internacional independiente. Las cifras pueden diferir de la capacidad instalada declarada a las autoridades regulatorias y a los clientes en cada país y a los marcos de trabajo contractuales correspondientes. Hemos decidido no cambiar la declaración en base a esta certificación.
- (3) Energía generada definida como generación total menos consumo y pérdidas técnicas de la central.
- (4) La generación de Ventanilla en Perú es consolidada desde enero de 2006, Cartagena en Colombia desde marzo de 2006 y San Isidro II, Palmucho y Canela en Chile desde abril, noviembre y diciembre de 2007 respectivamente.

Segmentamos nuestras ventas a los clientes en dos categorías. Primero, distinguimos entre los clientes regulados y los no regulados. Los clientes regulados son empresas de distribución que principalmente sirven a clientes residenciales. Los clientes no regulados, en cambio, pueden negociar el precio de la electricidad libremente con las generadoras o pueden adquirir la electricidad en el mercado spot al precio spot. El segundo criterio que empleamos para segmentar a nuestros clientes es por 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 siguiente tabla contiene información sobre las ventas consolidadas de electricidad por tipo de cliente para cada uno de los periodos indicados:

VENTAS CONSOLIDADAS FISICAS POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% volumen de ventas	Ventas (GWh)	% volumen ventas	Ventas (GWh)	% volumen de ventas
Clientes regulados.....	20.146	35,4	22.881	41,4	23.779	42,7
Clientes no regulados.....	13.735	24,1	14.374	26,0	14.503	26,0
Ventas en mercado spot de electricidad.....	23.061	40,5	17.970	32,5	17.453	31,3
Ventas totales de electricidad	56.942	100,0	55.225	100,0	55.734	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, deben comprar su electricidad directamente de las distribuidoras. Por lo general, dichas distribuidoras, que compran grandes cantidades de electricidad para los pequeños clientes residenciales, celebran contratos con las generadoras al precio regulado. Aquellos que se identifican como clientes industriales de grandes volúmenes también pueden celebrar contratos con los proveedores de energía. Sin embargo, dichos clientes industriales de grandes volúmenes son clientes no regulados y no se encuentran sujetos al precio regulado sino que se les permite negociar el precio con las generadoras sobre la base de las características del servicio requerido. Finalmente, las transacciones en el mercado spot, donde normalmente se vende la energía al precio spot, no se formalizan mediante contratos.

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

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

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

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

(GWh)

Año terminado al 31 de diciembre,

	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% volumen de ventas	Ventas (GWh)	% volumen de ventas	Ventas (GWh)	% volumen de ventas
Ventas contratadas (1)	33.881	59,5	37.255	67,5	38.282	68,7
Ventas no contratadas	23.061	40,5	17.970	32,5	17.453	31,3
Total ventas electricidad	56.942	100,0	55.225	100,0	55.734	100,0

(1) Incluye ventas a distribuidoras no respaldadas por contratos en Chile y Perú.

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

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

GENERACIÓN Y COMPRAS FÍSICAS CONSOLIDADAS (GWh)

	Año terminado el 31 de diciembre,					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% volumen de ventas	Ventas (GWh)	% volumen de ventas	Ventas (GWh)	% volumen de ventas
Generación de electricidad	52.949	91,8	50.486	89,8	51.294	90,7
Compras de electricidad	4.730	8,2	5.722	10,2	5.233	9,3
Total(1)	57.679	100,0	56.208	100,0	56.527	100,0

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

Nuestras principales inversiones en coligadas en Chile se tienen principalmente en GasAtacama. Gas Atacama Generación y Gasoducto Atacama Chile S.A. fueron fusionadas en Gas Atacama Generación en Noviembre 2008 y luego cambiaron el nombre a Gas Atacama Chile S.A. Contamos con una participación de 50% en GasAtacama Chile S.A. mediante la cual participamos en el negocio del transporte de gas y la generación térmica en el norte de Chile. Desde marzo 2008 tenemos una participación de 51% en HidroAysén S.A. a través del cual participamos en el proyecto hidroeléctrico de la undécima región. Bajo GAAP chileno actual, los proyectos no se consolidan. También participamos en el negocio del transporte de gas en Chile a través de nuestra compañía coligada, Electrogas S.A. (“Electrogas”), en la cual tenemos una participación del 42,5%. Electrogas posee un gasoducto que se extiende hasta la Quinta Región en Chile y suministra gas natural a las centrales San Isidro y Nehuenco. Los otros accionistas son Colbún S.A. y ENAP.

Desde septiembre del año 2005, nuestra participación en el negocio eléctrico brasileño se desarrolla a través de nuestra participación minoritaria en Endesa Brasil en la cual tenemos una participación del 37,7%. Endesa Brasil consolida las operaciones de dos compañías generadoras, *Central Geradora Termeléctrica Endesa Fortaleza S.A.* (“Endesa Fortaleza”), y Cachoeira Dourada; CIEN que posee dos líneas de transmisión; CTM y TESA, filiales de CIEN que son dueñas del lado argentino de las líneas; y dos compañías de distribución, *Ampla Energía y Servicios S.A.* (“Ampla”), que es la segunda compañía distribuidora de electricidad más grande del estado de Rio de Janeiro y Compañía Energética de Ceará S.A. (“Coelce”), que es la única distribuidora de electricidad en el estado de Ceará.

Poseemos y operamos un total de 26 centrales en Chile, directamente y a través de nuestras subsidiarias Pehuenche, Pangué, San Isidro, Celta y Eco. De esas plantas, 16 son hidroeléctricas, con una capacidad instalada de aproximadamente 3.461 MW. Esto representa el 70,7% de nuestra capacidad instalada total en Chile. Existen nueve centrales térmicas que operan con gas, carbón o petróleo con una capacidad instalada total de 1.414 MW que representa 28,9% de nuestra capacidad instalada total en Chile, y existe una unidad eólica con aproximadamente 18 MW. Veinticuatro de nuestras centrales (16 hidroeléctricas, 7 termoeléctricas y una eólica) están conectadas a los principales sistemas interconectados de electricidad del país., *Sistema Interconectado Central*, o SIC, y los otras dos centrales están conectadas al *Sistema Interconectado del Norte Grande*, o SING.

La siguiente tabla establece la capacidad de generación instalada de cada una de las filiales chilenas de la empresa:

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

	2006	2007	2008
Endesa	2.754	3.034	3.139
Pehuenche.....	695	699	699
Pangué	467	467	467
San Isidro.....	379	379	379
Celta.....	182	182	182
Endesa Eco	-	18	27
Total	4.477	4.779	4.893

(1) La capacidad instalada fue certificada durante el 2006, 2007 y 2008 por Bureau Veritas.

Nuestra generación de electricidad total en Chile (en el SIC y SING) alcanzó 19.807 GWh en 2008, 5,5% mayor que la del 2007, y fue aproximadamente 35,1% del total de la producción eléctrica de Chile en el 2008. La siguiente tabla muestra la generación de electricidad para cada una de nuestras filiales chilenas:

GENERACION DE ELECTRICIDAD EN CHILE (GWh)

	Año terminado el 31 de diciembre,		
	2006	2007	2008
Endesa	11.642	11.093	12.204
Pehuenche.....	4.345	3.437	3.589
Pangue	2.432	1.351	1.763
San Isidro.....	802	1.956	1.289
Celta.....	751	933	912
Eco.....	-	3	49
Total.....	19.973	18.773	19.807

La generación hidroeléctrica en 2008 fue 5% mayor que en 2007. La energía embalsada al 31 de diciembre de 2008 fue 12% mayor que al 31 de diciembre de 2007, como se muestra en la siguiente tabla.

Embalse	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007 (GWh)	2008 (GWh)	Cambio %
Laja.....	3.028	3.107	3
Maule.....	1.307	1.111	-15
Chapo	119	266	123
Colbún	283	406	43
Invernada.....	116	296	156
Rapel	53	60	12
Melado.....	6	9	54
Ralco	147	398	172
Total	5.059	5.652	12

La generación hidroeléctrica fue el 69,6% de nuestra generación eléctrica total el 2008 comparado con el 70,2% de 2007. La generación por tipo en Chile se muestra en la siguiente tabla:

GENERACION HIDRO/TERMICA DE ENDESA CHILE EN CHILE (GWh)

	Año terminado al 31 de diciembre,					
	2006		2007		2008	
	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%	Generación (GWh)	%
Generación hidroeléctrica....	17.148	85,9	13.179	70,2	13.784	69,6
Generación térmica.....	2.825	14,1	5.591	29,8	5.993	30,3
Otra generación (eólica)			3	0,0	30	0,1
Total generación	19.973	100,0	18.773	100,0	19.807	100,0

Nuestras instalaciones de generación térmica consisten en centrales a gas, a carbón y a petróleo. Satisfacemos nuestras necesidades de gas natural y de transporte mediante contratos de gas a largo plazo con proveedores en los cuales se establecen los montos y precios de suministro máximos y contratos de transporte de gas a largo plazo con las empresas de los gasoductos, actualmente Gas Andes y Electrogas (una compañía coligada de Endesa Chile).

Desde marzo de 2008, todas las unidades a gas de Endesa Chile pueden operar con gas natural y diesel. Satisfacemos nuestra demanda de carbón y de fuel oil a través de licitaciones competitivas en las cuales participan los grandes proveedores nacionales e internacionales.

Desde el año 2006, Endesa Chile ha incrementado el uso del diesel de 23.000 toneladas en 2006 a 591.000 toneladas en 2007 y a 728.000 toneladas en 2008 y de carbón de 438.000 toneladas a 851.000 toneladas y 774.000 toneladas respectivamente. Durante los años 2005, 2006 y 2007 San Isidro suscribió un contrato de intercambio con Endesa Costanera, que permitió a San Isidro generar temporalmente electricidad con gas natural, usando la participación de Endesa Costanera pero pagando a la misma el costo adicional incurrido a través de la generación con combustible fósil, además de una comisión.

En mayo de 2007, como parte de un consorcio con Enap, Metrogas y British Gas, en el cual la participación de Endesa Chile es del 20%, acordamos construir una planta de regasificación de gas natural licuado (“GNL”) en la bahía de Quintero. Se espera que las operaciones comerciales, en etapa parcial, comiencen en junio 2009 y las operaciones comerciales, a plena capacidad, en abril 2010.

En julio 2008, comenzamos la construcción de un gasoducto para llevar el suministro de gas de la planta regasificadora en Quintero a Quillota y más allá, a San Isidro y a otros consumidores. La tubería tiene una longitud de 28 kilómetros y una capacidad de 19 millones de m³/d. La construcción fue terminada en febrero 2009 y la operación comercial se espera para julio 2009.

VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA EN CHILE (GWh)

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2006	2007	2008
	Ventas (GWh)	Ventas (GWh)	Ventas (GWh)
Ventas de electricidad en SIC.....	38.259	39.982	39.594
Ventas de electricidad en SING.....	12.027	12.674	13.219
Ventas de electricidad Total	50.286	52.656	52.813

Las ventas físicas de energía en Chile alcanzaron los, 20.923 en 2006, 19.212 GWh en 2007 y 19.808 GWh en 2008, representando una la participación de mercado de 41,6%, 36,5%, y 37,5, respectivamente. El porcentaje de la compras de para satisfacer las obligaciones contractuales con terceros disminuyó de un 6,2% en 2006 al 2,0% en 2008, como consecuencia de nuestra estrategia comercial de reducir las ventas contratadas. La motivación principal detrás de esta estrategia comercial es nuestra decisión de reducir la exposición hidrológica debido a la regulación actual. Véase B. Visión general del negocio—La estructura industrial y marco regulatorio”. Intentamos minimizar el efecto que tienen las bajas condiciones hidrológicas sobre nuestras operaciones en cualquier año principalmente limitando los compromisos contractuales para que éstos no superen la producción estimada en un año seco. La regulación estatal ha tenido un impacto directo al aumentar los costos de falla que constituyen los costos que deberíamos pagar de no poder satisfacer nuestros compromisos contractuales y un impacto indirecto lo que es un desincentivo para realizar 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 y haciéndola una alternativa comercial más atractiva.

La siguiente tabla muestra nuestras compras de electricidad y producción en Chile:

GENERACION FISICA DE ENDESA CHILE Y COMPRAS EN CHILE (GWh)

	Año terminado al 31 de diciembre,					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% de Volumen	Ventas (GWh)	% de volumen	Ventas (GWh)	% de volumen
Generación de electricidad	19.973	93,8	18.773	94,7	19.807	98,0
Compras de electricidad	1.317	6,2	1.042	5,3	403	2,0
Total (1)	21.290	100,0	19.815	100,0	20.210	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 suministramos electricidad a las principales distribuidoras reguladas, a 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 se rigen por contratos. Los contratos de suministro con las distribuidoras se adjudican mediante un proceso de licitación, por lo general consisten en contratos estandarizados y deben contar con un plazo promedio de diez años. Los contratos de suministro con los clientes no regulados (los grandes clientes industriales) son específicos de acuerdo a las necesidades de cada cliente y ambas partes aceptan todas las condiciones, las cuales también reflejan las competitivas condiciones del mercado.

En los años, 2006, 2007 y 2008, Endesa Chile contaba con 46, 35, y 33 clientes en Chile, respectivamente, incluyendo siete distribuidoras del SIC y 26 clientes industriales no regulados. Hubo diecinueve distribuidoras que realizaron retiros de energía en conformidad a las disposiciones de la Resolución 88 y representando el 14,0% de ventas totales. (Véase el Ítem “B. Visión del Negocio – Marco Regulatorio de la industria eléctrica”). *Sociedad Austral de Electricidad S.A.* o Saesa, una empresa distribuidora chilena no relacionada, constituye la compañía con el mayor volumen de compras de 766 GWh al año. La tabla que aparece a continuación contiene los datos asociados a nuestras ventas de electricidad en Chile por tipo de cliente:

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

	Año terminado al 31 de diciembre,					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% volumen de ventas	Ventas (GWh)	% volumen de ventas	ventas (GWh)	% volumen de ventas
Cientes regulados (1).....	10.756	51,4	11.502	59,9	11.466	57,9
Cientes no regulados.....	5.176	24,7	5.281	27,5	5.025	25,4
Ventas mercado spot.....	4.991	23,9	2.430	12,6	3.317	16,7
Total ventas electricidad	20.923	100,0	19.212	100,0	19.808	100,0

- (1) Incluye las ventas a distribuidoras relacionadas con la resolución 88.

Nuestros contratos de suministro más importantes con clientes regulados corresponden a los contratos con Chilectra S.A. (“Chilectra”) y *Compañía General de Electricidad S.A.* (“CGE”), las dos distribuidoras más grandes de Chile en términos de ventas. Nuestros contratos actuales con Chilectra y CGE vencen en diciembre 2010 y diciembre 2009, respectivamente.

En marzo 2008, Chilectra y otras distribuidoras otorgaron la tercera licitación de energía a largo plazo por 1.800 GWh para el período 2011-2021 y 1.500 GWh para el período 2022-2023, en ambos casos, a Gener. En enero 2009, a Chilquita, Saesa y CGE les fue asignado 8.010 GWh, dividido en cuatro bloques (BB1, BB2, BB3, BB4) para ser entregados a partir de enero 2010 por catorce, doce, catorce y quince años respectivamente. La energía asignada alcanzó 7.110 GWh lo que representa 88,7% de la demanda del licitador. La energía asignada por compañía y por bloque fue la siguiente:

	BB1 - Chilquita (GWh)	BB2 - Saesa (GWh)	BB3 — CGE (GWh)	BB4 - CGE (GWh)	Total por compañía (GWh)
Gener	1.100	—	—	—	1.100
Endesa Chile.....	660	—	—	2.000	2.660
Campanario.....	—	850	900	—	1.750
Monte Redondo	—	—	100	—	100
Colbún	—	—	1.500	—	1.500
Total asignado.....	1.760	850	2.500	2.000	7.110

Total requerido	<u>1.760</u>	<u>850</u>	<u>2.700</u>	<u>2.700</u>	<u>8.010</u>
% asignado	<u>100,0</u> %	<u>100,0</u> %	<u>92,6</u> %	<u>74,1</u> %	<u>88,7</u> %

Habitualmente, los contratos con clientes no regulados son a largo plazo, típicamente, de cinco a quince años. Usualmente, 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. 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, los cuales se pueden proveer a precios especiales, además de la provisión de asistencia técnica al cliente. Endesa Chile no ha experimentado ninguna interrupción en su suministro en virtud de sus contratos. En casos de fuerza mayor, según lo definido en contratos con clientes no regulados, también se le permite a Endesa Chile rechazar las compras y no está obligado a suministrar la electricidad. Comúnmente las disputas se resuelven mediante el arbitraje vinculante entre las dos partes, sujeto a limitadas excepciones.

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad a nuestros cinco mayores clientes de distribución y clientes no regulados en términos de volumen de ventas para cada período:

	2006		2007		2008 (3)	
	Ventas (GWh)	% de Ventas	Ventas (GWh)	% de Ventas	Ventas (GWh)	% de Ventas
Cinco Mayores Compañías de Distribución:						
Chilectra	4.190	20,0	4.017	20,9	3.727	18,8
CGE	4.449	21,3	4.835	25,2	4.800	24,2
Saesa(1)	665	3,2	746	3,9	766	3,9
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.(2).....	717	3,4	756	3,9	1	0,0
Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	417	2,0	195	1,0	173	0,9
Total ventas a cinco mayores distribuidoras..	<u>10.438</u>	<u>49,9</u>	<u>10.548</u>	<u>54,9</u>	<u>9.467</u>	<u>47,8</u>
Cinco Mayores Clientes no regulados:						
Codelco	548	2,6	494	2,6	482	2,4
CMPC	937	4,5	1.103	5,7	973	4,9
Compañía Minera Los Pelambres	738	3,5	871	4,5	874	4,4
Compañía Minera Collahuasi	867	4,1	869	4,5	857	4,3
Compañía Acero del Pacífico (“CAP”)	546	2,6	588	3,1	568	2,9
Total ventas a los cinco mayores clientes no regulados	<u>3.635</u>	<u>17,4</u>	<u>3.925</u>	<u>20,4</u>	<u>3.753</u>	<u>18,9</u>

(1) No tenemos contrato con *Sociedad Austral de Electricidad S.A.* (“Saesa”). Las ventas son el resultado de la Resolución 88 que obliga a las generadoras del CDEC-SIC a suministrar a las empresas distribuidoras sin contrato. Esta situación continuará hasta diciembre 2009, cuando expire la Resolución 88.

(2) Hasta diciembre 2007, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel, era parte de dos contratos, uno con Endesa Chile y otro con Pangué. En 2008 vence el contrato con Endesa Chile.

- (3) En 2008 acordamos una reducción del consumo de energía con algunos clientes, incluyendo CMPC — Inforsa y Codelco — Salvador.

Endesa Chile compete en el SIC principalmente con otras dos generadoras eléctricas, *Gener* y *Colbún S.A.* (“Colbún”). Según la energía máxima que considera el CDEC-SIC en el cálculo de “energía firme” en 2008, la capacidad instalada de Gener y las filiales en el SIC alcanzó los 1.587 MW, el 82% de la cual fue termoeléctrica, y la capacidad instalada de Colbún alcanzó los 2.018 MW, el 59% de la cual fue termoeléctrica. Aparte de estos dos grandes competidores, existen numerosas entidades pequeñas que generan electricidad en el SIC.

La competencia principal de Endesa Chile en el SING consiste en *Electroandina*, *Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.* (“Edelnor”), y Gener, que tienen una capacidad instalada de 1.000 MW, 693 MW, y 643 MW, respectivamente. La participación directa de Endesa Chile en el SING incluye la central térmica Tarapacá de 182 MW de propiedad de su filial Celta, y la participación indirecta a través de su compañía coligada, GasAtacama, cuya central tiene una capacidad instalada de 781 MW. (Véase “C. Estructura organizacional” para obtener detalles de las compañías coligadas).

Las generadoras eléctricas compiten, en gran medida, sobre la base de su experiencia y confiabilidad técnica y de los precios en cuanto se refiere a los clientes no regulados. Además, ya que el 73,5% de nuestra capacidad instalada proviene de centrales hidroeléctricas, por lo general nuestros costos de producción son menores que las empresas que generan con centrales térmicas. Sin embargo, durante los períodos de sequía prolongada, podemos vernos obligados a comprar electricidad más costosa, al precio spot, de las generadoras termoeléctricas con el fin de satisfacer nuestras obligaciones contractuales.

Tenemos inversiones patrimoniales en GasAtacama y Electrogas. GasAtacama cuenta con una capacidad de transporte diario de hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas y una central de ciclo combinado a gas con una capacidad instalada total de aproximadamente 781 MW en Mejillones. Electrogas genera ingresos de transporte derivados del gasoducto que suministra las centrales de ciclo combinado de San Isidro y Nehuenco en Quillota.

Nosotros, directamente y a través de nuestras filiales Pehuenche, Pangué, San Isidro y Endesa Eco somos los operadores principales en el SIC, con 48,0% de la capacidad instalada total y 47,3% de las ventas de energía física del sistema en el 2008.

Celta, nuestra filial, tiene una central térmica de dos turbinas de 182 MW conectada al SING, que representa el 5% de la capacidad total del SING. A través de nuestra coligada, GasAtacama, contamos con una participación adicional de 781 MW en el SING. La siguiente tabla muestra nuestra información con respecto a la capacidad de generación eléctrica en Chile:

CENTRALES EN CHILE (MW) (1)

	Tipo (2)	Sistema	Capacidad instalada (MW)
Hidroeléctrica			
Rapel.....	Embalse	SIC	377
Ralco.....	Embalse	SIC	690
Cipreses	Embalse	SIC	106
El Toro.....	Embalse	SIC	450
Pehuenche.....	Embalse	SIC	570
Pangué	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
Curillínque.....	De pasada	SIC	89
Loma Alta.....	De pasada	SIC	40
Palmucho	De pasada	SIC	32

	Tipo (2)	Sistema	Capacidad instalada (MW)
Ojos del Agua	De pasada	SIC	9
Hidroeléctrica Total			3.461
Térmica			
Huasco ST	Vapor/carbón	SIC	16
Bocamina	Vapor/carbón	SIC	128
Tarapacá GT	Vapor/Diesel	SING	24
Tarapacá carbón	Vapor/carbón	SING	158
Diego de Almagro	Gas/Diesel	SIC	47
Huasco GT	Gas /IFO 180	SIC	64
San Isidro	Ciclo combinado /Gas Natural & Diesel	SIC	379
Taltal	Gas /Gas Natural & Diesel	SIC	245
San Isidro II	Ciclo combinado /Gas & Diesel	SIC	353
Total Térmica.....			1.414
Otras			
Canela	Eólica	SIC	18
Capacidad Total.....			4.893

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

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

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

El término “a gas” (“GT”) o “ciclo abierto” 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.

Operaciones en Argentina

Participamos en la generación eléctrica en Argentina a través de nuestras filiales Endesa Costanera y El Chocón, con un total de cinco centrales. El Chocón cuenta con dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 1.328 MW y Endesa Costanera posee tres centrales térmicas con una capacidad instalada total de 2.324 MW. En el 2008, nuestras centrales hidroeléctrica y térmica en Argentina representaron 13,9% de la capacidad de generación del MEM en el 2008.

Nuestras filiales argentinas Endesa Costanera y El Chocón participan en dos empresas nuevas, *Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.* y *Termoeléctrica José de San Martín S.A.*, las cuales se crearon para realizar la construcción de nuevas instalaciones de generación en relación a Foninvenem. Este fondo fue creado por la Secretaría de Energía para el financiamiento y la gestión de toda inversión orientada a aumentar el suministro de energía eléctrica dentro del MEM. Estas centrales entraron en operaciones como centrales de turbinas a gas con 1.125 MW de capacidad agregada en 2008, y se espera que su operación como ciclo combinado comience en la segunda mitad del 2009, con una capacidad adicional de 600 MW. Desde 2002, la intervención estatal y las acciones realizadas por las autoridades de la industria energética, como las limitaciones al precio spot de electricidad al considerar el costo variable de la generación eléctrica a gas natural sin las condiciones hidrológicas de los ríos y embalse ni el uso del combustible licuado más costoso, llevaron a una falta de inversión en el sector energía. (Véase Ítem 4. –“Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica” y “A. Historia y Desarrollo de la Compañía” para mayor detalle)

La capacidad instalada de Endesa Costanera representa alrededor del 8,9% de la capacidad instalada total en el *Sistema Interconectado Nacional* (el “MEM argentino”), al 31 de diciembre de 2008. La segunda central de ciclo

combinado de Endesa Costanera puede operar con gas natural y diesel. Nuestra turbina de vapor de 1.138 MW puede operar ya sea a gas natural o a fuel oil.

El Chocón representa aproximadamente el 5,1% de la capacidad instalada del MEM argentino al 31 de diciembre de 2008. El Chocón tiene una concesión por 30 años, terminando el año 2023, por dos instalaciones de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada agregada de 1.328 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 MEM argentino. Las variaciones en la descarga de El Chocón se regulan mediante la central Arroyito de El Chocón, una represa aguas abajo con una capacidad instalada de 128 MW. En noviembre 2008 terminamos los trabajos de construcción para aumentar el nivel de agua del embalse Arroyito, permitiéndole liberar 3.750 metros cúbicos de agua por segundo, 1.150 metros cúbicos por segundo más que antes. La energía adicional (69 GWh por año) será vendido en el mercado spot hasta abril 2009 y en el mercado “Energía Plus” de ahí en adelante. Para mayor información sobre el Servicio de Energía Plus, véase “Ítem 4. A-Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica- Argentina- Programas de Incentivo”.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de nuestras filiales argentinas:

CAPACIDAD INSTALADA POR FILIAL EN ARGENTINA (MW)

	Al 31 de diciembre de,		
	2006	2007	2008
Endesa Costanera	1.138		
Costanera (turbina a vapor)		1.138	1.138
Costanera (ciclo combinado II)	859	859	859
Central Termoeléctrica Buenos Aires (ciclo combinado I)	322	327	327
El Chocón			
El Chocón (hidroeléctrica).....	1.200	1.200	1.200
Arroyito (hidroeléctrica).....	120	120	128
Total	3.639	3.644	3.652

Nuestra generación eléctrica total en Argentina alcanzó los 10.480 GWh en 2008, el 13,5% menor que los 12.117 GWh en 2007. Nuestra participación en el mercado de generación se ha situado en aproximadamente el 9,3% de la producción eléctrica total en Argentina durante el 2008.

La siguiente tabla muestra la generación eléctrica de nuestras filiales argentinas:

GENERACION DE ELECTRICIDAD POR FILIAL EN ARGENTINA (GWh)

	Año Terminado Diciembre 31,		
	2006	2007	2008
Endesa Costanera.....	8.709	8.421	8.540
El Chocón	5.041	3.696	1.940
Total	13.750	12.117	10.480

La generación hidroeléctrica de bajo costo constituyó casi el 18,5% de la generación total de 2008, menor que en 2007 por las restricciones que impuso el Cammesa a la operación del El Chocón por el bajo nivel del embalse durante la primera mitad del año. El nivel del El Chocón medido bianualmente en 2007 y 2008, en términos de GWh, se muestra en la tabla siguiente:

	2007 (GWh)	2008 (GWh)
Embalse El Chocón		
Junio 30,	1.000	100
Diciembre 31,	200	1.400

El porcentaje de energía hidroeléctrica y térmica se muestra en la tabla a continuación:

GENERACION HIDRO/TERMICA EN ARGENTINA (GWh)(1)

	Año terminado al 31 de diciembre					
	2006		2007		2008	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación hidroeléctrica.....	5.041	36,7	3.696	30,5	1.940	18,5
Generación térmica.....	8.709	63,3	8.421	69,5	8.540	81,5
Total generación	13.750	100,0	12.117	100,0	10.480	100,0

(1) Generación menos nuestra central de consumo y pérdidas técnicas.

La cantidad de energía generada y comprada en los últimos tres años se muestra en la siguiente tabla:

GENERACION FISICA Y COMPRAS EN ARGENTINA (GWh)

	2006		2007		2008	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad.....	13.750	98,2	12.117	97,1	10.480	93,8
Compras de electricidad.....	256	1,8	367	2,9	694	6,2
Total	14.006	100,0	12.484	100,0	11.174	100,0

(1) La producción de energía más las compras de energía difiere de las ventas de electricidad debido al consumo eléctrico de las centrales, y que se denomina consumo de electricidad no facturada

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

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTE EN ARGENTINA (GWh)

	Años terminados al 31 de diciembre,					
	2006		2007		2008	
	(GWh)	% del volumen de ventas	(GWh)	% del volumen de ventas	(GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	2.116	15,2	2.364	19,1	2.397	21,6
Ventas no contratadas.....	11.810	84,8	10.042	80,9	8.701	78,4
Ventas de electricidad totales	13.926	100,0	12.406	100,0	11.098	100,0

VENTAS FÍSICAS POR FILIAL EN ARGENTINA (GWh)

	Años terminados al 31 de diciembre,		
	2006	2007	2008
Endesa Costanera.....	8.736	8.450	8.543
El Chocón.....	5.191	3.956	2.554
Total	13.926	12.406	11.098

Durante 2008, Costanera prestó servicios a un promedio de 42 clientes no regulados sin contratos con distribuidoras. Endesa Costanera no tiene contratos con empresas distribuidoras. Dadas las medidas regulatorias adoptadas en 2003, el escenario de precios actual de la industria eléctrica argentina, hace que sea menos atractivo vender a las distribuidoras que al mercado mayorista.

La siguiente tabla muestra las ventas a los cinco mayores clientes en términos de volumen de venta de Endesa Costanera:

PRINCIPALES CLIENTES DE ENDESA COSTANERA (GWh)

	Años terminados al 31 de diciembre					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% de Ventas Contratadas Endesa Costanera	Ventas (GWh)	% de Ventas Contratadas Endesa Costanera	Ventas (GWh)	% de Ventas Contratadas Endesa Costanera
YPF.....	—	—	159	15,5	233	22,5
Acindar (Cemsa) (1).....	102	13,4	88	8,6	88	8,5
Solvay.....	—	—	87	8,5	130	12,5
Transclor.....	86	11,3	81	7,9	63	6,1
Peugeot.....	79	10,4	79	7,7	63	6,1
Cencosud.....	62	8,2	119	11,6	59	5,7
Papelera de la Plata.....	45	5,9	—	—	—	—
Venta Total a mayores clientes no regulados de Endesa Costanera	373	49,2	611	59,7	635	61,5

(1) Durante el 2006, Acindar no tuvo contratos con Endesa Costanera, sin embargo los atendió a través de Cemsa, una filial de Endesa Chile. Desde 2007, Acindar ha sido cliente de Endesa Costanera.

Las ventas al mercado spot aumentaron de 7.427GWh en 2007 a 7.511 GWh en 2008.

La crisis energética en Argentina, que comenzó en el año 2004, continúa a la fecha de este Reporte, pero los efectos de las restricciones a las exportaciones de gas al extranjero fueron reducidas durante el año 2008. De acuerdo con las regulaciones del “open season”, en el 2008, la capacidad de transporte de gas fue ampliada en 3,7 m³/día. En junio 2008, los barcos de regasificación comenzaron operaciones en Bahía Blanca e inyectaron hasta 8 millones m³/día, con un promedio de 4,2 millones m³/día.

Durante el año 2008, Endesa Costanera, a través de su filial Cemsa, negoció con varios productores de gas que le permitieron diversificar y mejorar la disponibilidad de gas para abastecer las unidades de Endesa Costanera, incluyendo la posibilidad de comercializar gas con otros generadores.

Las condiciones relativamente secas de la segunda mitad del 2008 explican la disminución de 35,4% en las ventas físicas de El Chocón cuando se les compara con el 2007. Las ventas contratadas aumentaron de 1.342 GWh en 2007 a 1.364 en 2008 y las ventas spot disminuyeron de 2.615 GWh en 2007 a 1.190 GWh en 2008.

Durante 2008, El Chocón prestó servicios a un promedio de 18 clientes no regulados. El Chocón no tiene contratos con empresas distribuidoras.

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

PRINCIPALES CLIENTES DE ELCHOCÓN (GWh)

Año terminado al 31 de diciembre,					
2006		2007		2008	
Ventas (GWh)	% de ventas contrata	Ventas (GWh)	% de ventas contrata	Ventas (GWh)	% de ventas contrata

	<u>das</u>		<u>das</u>		<u>das</u>	
Minera Alumbarrera.....	496	36,5	569	42,4	571	41,9
Profertil (Cemsa) (1)	242	17,8	145	10,8	94	6,9
Massuh	127	9,3	109	8,1	85	6,2
Chevron.....	107	7,9	112	8,3	136	10,0
Acindar (Cemsa) (1)	88	6,4	88	6,5	88	6,4
Praxair	-	0,0	-	0,0	89	6,5
Ensi S.E.	40	2,9	-	0,0	0	0,0
Total ventas a nuestros principales clientes no regulados	1.100	80,9	1.022	76,2	1.063	77,9

(1) Profertil y Acindar y no tienen contratos con El Chocón pero reciben servicios a través de Cemsa, una filial de Endesa Chile

Operamos El Chocón de conformidad a un contrato de operación con un plazo equivalente a la duración de la concesión a 30 años que vence el 2023. El Chocón no tiene el derecho de ponerle término al contrato de operación, salvo en caso del incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de Endesa Chile. De acuerdo al contrato de operación, tenemos derecho a una compensación en dólares y cuya cantidad depende de los ingresos brutos anuales de El Chocón.

Nuestras filiales argentinas compiten con todas las grandes centrales conectadas al MEM. De acuerdo a la capacidad instalada informada por Cammesa en su informe mensual al 31 de diciembre del 2008, nuestra competencia principal en Argentina está conformada por el Grupo AES, *Sociedad Argentina de Energía* (Sadesa, Grupo Bemberg) y *Pampa Energía*. El Grupo AES cuenta con nueve centrales conectadas al MEM con una capacidad de 2.866 MW y una central no conectada al MEM que entrega energía al SING de Chile, Termo Andes, con una capacidad total de 411 MW; Sadesa Grupo Bemberg posee dos centrales, *Piedra del Águila* (hidroeléctrica de 1.400 MW) y *Central Puerto* (térmica de 1.777 MW); y *Pampa Energía*, que compite con nosotros por medio de cinco centrales, *Diamante* y *Nihuiles* (ambas hidro, 612 MW en total); y *Guemes, Loma de la Lata y Piedra Buena* (térmica con 1.365 MW en total).

Operaciones en Colombia

Hasta agosto de 2007, controlábamos dos generadoras en Colombia, Betania y Emgesa. Posteriormente, estas empresas se fusionaron en Betania, que cambió su nombre a EMGESA S.A. E.S.P. Al 31 de diciembre del 2008, contábamos con una participación de 26,87% en Emgesa, que controlamos a consecuencia de un pacto de accionistas.

Al 31 de diciembre, 2008, nuestra filial colombiana operaba un total de once plantas generadoras en Colombia, con una capacidad instalada total de 2.895 MW. Emgesa cuenta con 2.451 MW en plantas hidroeléctricas y 444 MW en plantas termoeléctricas. En abril 2008, Emgesa lanzó la operación comercial de la segunda unidad de Cartagena, que tiene una capacidad instalada de 66 MW. Dicha unidad ha estado fuera de servicio por mantenimiento desde el año 2006.

Nuestras centrales hidroeléctrica y térmica en Colombia representan el 21,4% de la capacidad de generación eléctrica total de Colombia a diciembre de 2008.

La siguiente tabla establece la capacidad instalada de generación de nuestras filiales colombianas por los últimos tres años:

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

	Años terminados el 31 de diciembre ,		
	2006	2007	2008
Emgesa		(MW)	
Guavio (hidroeléctrica).....	1.163	1.213	1.213
Cadena Nueva (hidroeléctrica)	601	601	601
Betania (hidroeléctrica)	541	541	541
Termozipa (térmica)	236	236	236
Cartagena (térmica)	142	142	208
Plantas menores (hidroeléctrica))(3).....	96	96	96
Total capacidad instalada.....	2.779	2.829	2.895

(1) Cifras incluyen la capacidad utilizada para el consumo de la planta.

(2) La capacidad instalada fue certificada en el 2006, 2007 y 2008 por Bureau Veritas

(3) Al 31 de diciembre de 2008 Emgesa era propietaria y operadora de cinco centrales menores: *Charquito, El Limonar, La Tinta, Tequendama y La Junca.*

Aproximadamente el 84,7% de nuestra capacidad instalada total en Colombia es hidroeléctrica. En consecuencia, nuestra generación física depende de los niveles de las embalses y de la pluviosidad. Nuestra participación en el mercado de generación en Colombia en 2006 fue 24%, en 2007 fue 22% y en 2008 fue 24%. Además de las condiciones hidrológicas, la generación depende de nuestra estrategia comercial. El mercado eléctrico colombiano es menos regulado que los mercados de los demás países en los cuales operamos. Las compañías tienen plena libertad para ofrecer su electricidad al precio que determinan las condiciones del mercado, en lugar de depender de la electricidad despachada por una entidad operadora centralizada.

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

GENERACION DE ENERGIA POR FILIAL EN COLOMBIA (GWh)(1)

	(GWh)		
	2006	2007	2008
Emgesa	10.360	11.942	12.905
Betania(2)	2.204	0	0
Total.....	12.564	11.942	12.905

(1) Generación menos el consumo de nuestras centrales y las pérdidas técnicas

(2) Desde septiembre de 2007, Betania y Emgesa se fusionaron en Betania, que cambió su nombre a EMGESA S.A. E.S.P. La generación de Emgesa se ha incluido en la generación total de Colombia desde 2007.

Las condiciones hidrológicas en 2008 significaron cifras de generación mayores para Emgesa con respecto a las cifras del 2007. Las mayores alzas fueron en Cadena Nueva y en Betania. Durante 2008, la generación térmica representó el 3,9% de la generación total y el 96,1% restante correspondió a la generación hidroeléctrica de nuestra generación en Colombia. Sin embargo, las dos instalaciones térmicas, Termozipa y Cartagena, representaron el 15,3% de nuestra capacidad instalada total en Colombia. El costo variable de generación de esas dos plantas fue mayor que el precio promedio del mercado spot, dado el nivel de la oferta y demanda eléctricas durante el año.

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

PRODUCCION FISICA Y COMPRAS EN COLOMBIA (GWh)

	Año terminado al 31 de diciembre					
	2006		2007		2008	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Producción de electricidad.....	12.564	81,3	11.942	75,8	12.905	78,1
Compras de electricidad	2.883	18,7	3.814	24,2	3.611	21,9
Total.....	<u>15.447</u>	<u>100,0</u>	<u>15.756</u>	<u>100,0</u>	<u>16.517</u>	<u>100,0</u>

El único sistema interconectado de electricidad en Colombia es el Sistema Interconectado Nacional o el SIN colombiano. La demanda eléctrica en el SIN colombiano aumentó en un 1,9% en 2008. El consumo eléctrico total en el SIN colombiano fue 50.813 en 2006, 52.851 GWh en 2007, y 53.870 en 2008.

También se ha visto afectada la demanda del mercado eléctrico en Colombia por el acuerdo de Transacciones Internacionales de Energía que rige la interconexión con el sistema eléctrico de Ecuador, que comenzó a operar en el año 2003. Durante el año 2008 las ventas físicas a Ecuador alcanzaron los 510 GWh, 58% menos que los 877 GWh alcanzados en el 2007.

La distribución de las ventas físicas por volumen de Endesa Chile a sus cinco principales clientes de distribución en Colombia para cada uno de los períodos indicados se presenta en la tabla a continuación:

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTES EN COLOMBIA (GWh)

	Años terminados el 31 de diciembre ,					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas	Ventas (GWh)	% del volumen de ventas
Ventas contratadas.....	9.687	63,2	10.539	67,5	11.169	68,2
Ventas no contratadas.....	5.640	36,8	5.074	32,5	5.199	31,8
Ventas de electricidad (GWh) totales.....	<u>15.327</u>	<u>100,0</u>	<u>15.613</u>	<u>100,0</u>	<u>16.368</u>	<u>100,0</u>

Durante el año 2008, Emgesa prestó servicios a un promedio de 698 contratos con clientes no regulados y 20 distribuidoras y comercializadoras. Nuestras ventas a la empresa distribuidora Codensa representaron el 33,9% de nuestras ventas por contrato totales en 2008. Las ventas físicas a los cinco clientes no regulados más grandes en su totalidad alcanzaron el 3,4% de las ventas contratadas totales.

La tabla que aparece a continuación establece las ventas por volumen de los principales clientes de distribución en Colombia para los últimos tres años.

PRINCIPALES CLIENTES DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION EN COLOMBIA (GWh)

	Años terminados el 31 de diciembre,					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% de Ventas	Ventas (GWh)	% de Ventas	Ventas (GWh)	% de Ventas
Codensa (1).....	2.959	30,5	3.036	28,8	3.784	33,9
Enertolima	811	8,4	437	4,1	150	1,3
Electrocosta	610	6,3	652	6,2	79	0,7
Electricaribe.....	469	4,8	479	4,5	1.194	10,7
EPM.....	436	4,5	1.102	10,5	1.455	13,0
Dicel	225	2,3	—	—	—	—
Essa.....	7	0,1	—	—	—	—
Cens	5	0,0	—	—	—	—
Meta.....			649	6,2	624	5,6
Total ventas a nuestros principales clientes de distribución	5.521	57,0	6.355	60,3	7.286	65,2

(1) Filial de Enersis

Nuestros competidores más importantes en Colombia, al 31 de diciembre del 2008 en términos de capacidad instalada, incluyen las siguientes empresas estatales: Empresas Públicas de Medellín con 2.601 MW, Isagen con 2.106 MW, y Genelca con 1.178 MW. También competimos con las siguientes empresas privadas: EPSA (Unión Fenosa) con 832 MW y Chivor, propiedad de Gener, con 1.000 MW.

Operaciones en Perú

A través de nuestra filial Edegel, operamos un total de nueve centrales generadoras en Perú, con una capacidad instalada total de 1.467 MW. Edegel posee siete plantas hidroeléctricas, con una capacidad instalada total de 745 MW que están ubicadas a aproximadamente 50 kilómetros de Lima. La compañía tiene dos centrales térmicas que representan los 722 MW restantes de la capacidad instalada total. Nuestras centrales hidroeléctricas y térmicas en Perú representan el 28,5% de la capacidad de generación total de acuerdo a información reportada en diciembre de 2008 por el *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería* (“Osinergmin”).

La siguiente tabla representa la capacidad instalada de Edegel:

CAPACIDAD INSTALADA EN PERU (MW)(1)

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2006	2007	2008
	(MW)		
Edegel S.A.			
Huincó (hidroeléctrica).....	247	247	247
Matucana (hidroeléctrica).....	129	129	129
Callahuanca (hidroeléctrica).....	75	80	80
Moyopampa (hidroeléctrica)	65	65	65
Huampani (hidroeléctrica).....	30	30	30
Yanango (hidroeléctrica)	43	43	43
Chimay (hidroeléctrica).....	151	151	151
Santa Rosa (térmica).....	229	231	229
Ventanilla (térmica)(2).....	457	493	493
Total.....	1.426	1.469	1.467

(1) La capacidad instalada fue certificada en el 2006, 2007 y 2008 por Bureau Veritas

(2) Durante el 2007, Ventanilla incrementó su capacidad instalada en 36 MW debido al control de las pérdidas de energía.

Algunas de nuestras unidades térmicas tuvieron mantenencias no programadas en abril y marzo 2007. En el 2008, la generación térmica aumentó en 643 MW.

Nuestra participación del mercado de generación se situó en aproximadamente el 27% de la producción eléctrica total en Perú en 2008 y en el 28% para 2007.

GENERACION HIDRO/TERMICA EN PERU (GWh)(1)

	Año terminado al 31 de diciembre,					
	2006(2)		2007		2008	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación hidroeléctrica	4.197	63,0	4.385	57,3	4.189	51,7
Generación térmica	2.465	37,0	3.270	42,7	3.913	48,3
Total generación	6.662	100,0	7.654	100,0	8.102	100,0

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

(2) En la generación térmica se incluye la de Ventanilla desde enero de 2006.

Generación hidroeléctrica representó 51,7% del total de la producción de Edegel en el año 2008. La porción de electricidad suministrada por Edegel a través de su propia generación correspondió al 93,9% de las ventas físicas totales, lo que se tradujo en la necesidad de sólo comprar una pequeña cantidad de energía para cumplir con las obligaciones contractuales con los clientes.

Para el suministro de gas a Ventanilla y Santa Rosa, Edegel cuenta con contratos de abastecimiento, transporte y distribución. Durante el 2007, el gasoducto Camisea-Lima, de propiedad TGP, alcanzó plena capacidad. Sin embargo, desde mayo de 2008, TGP comenzó a imponer restricciones a la transferencia de gas por su oleoducto. Para garantizar la capacidad de transporte para su demanda de gas natural, Edegel modificó sus acuerdos en el *Open Season* del 2007 y 2008, pasando de una modalidad interrumpible a firme, con una capacidad de 1,5 millones de metros cúbicos diarios (de agosto 2008 a Julio 2009) y 2,7 millones de metros cúbicos diarios (de agosto 2009 a julio 2019). 2 Mmm3/d bajo modalidad interrumpible.

La siguiente tabla muestra la generación y compras de electricidad de Edegel en los últimos tres años:

GENERACION FISICA Y COMPRAS EN PERU (GWh)

	Año terminado al 31 de diciembre,					
	2006(2)		2007		2008	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
Generación de electricidad	6.662	96,1	7.654	93,9	8.102	93,9
Compras de electricidad	274	3,9	499	6,1	525	6,1
Total(1)	6.935	100,0	8.153	100,0	8.627	100,0

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

(2) Los datos de 2006 de ventanilla incluyen la producción y compras de electricidad desde enero de 2006.

El *Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*, o SINAC, es el único sistema interconectado en Perú. La generación en el SINAC aumentó 8,5% durante el año 2008 con respecto al 2007., alcanzando una generación anual total de 29.559 GWh. La creciente demanda en Perú se debe en parte a la mayor demanda eléctrica proveniente del sector minero, cuyo crecimiento de demanda eléctrica responde a la creciente producción de cobre y de oro debido a los mayores precios internacionales de estos productos.

La siguiente tabla muestra la distribución de las ventas físicas de Edegel en términos de segmento de clientes:

VENTAS FÍSICAS POR SEGMENTO DE CLIENTE EN PERU (GWh)

	Año terminado al 31 de diciembre,					
	2006 (2)		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% volumen ventas	Ventas (GWh)	% volumen ventas	Ventas (GWh)	% volumen ventas
Ventas contratadas (1)	6.145	81,9	7.569	94,7	8.225	97,2
Ventas no contratadas	621	18,1	424	5,3	235	2,8
Total ventas de electricidad	6.766	100,0	7.994	100,0	8.461	100,0

(1) Se incluyen las ventas a distribuidoras sin contrato

(2) En los datos de 2006 se incluyen las ventas de Ventanilla desde enero de 2006.

Las ventas físicas de Edegel en 2008 subieron 5,8% con respecto a las ventas en 2007. Las ventas en el mercado spot disminuyeron en casi un 44% y las ventas contratadas subieron en 9%. Este aumento en las ventas por contrato se explica principalmente por el incremento en la generación eléctrica de Ventanilla que se vendió a ElectroPerú, y el incremento en ventas a los distribuidores por licitaciones efectuadas en 2006 y 2007. Durante el año 2008, Edegel contaba con siete clientes regulados. Edegel ha tenido contratos desde el año 1997 con *Luz del Sur* y Edelnor, nuestra empresa distribuidora en Perú. Edegel también ganó las licitaciones efectuadas por otras distribuidoras en 2006 y 2007. La empresa tiene doce clientes no regulados. Las ventas a clientes no regulados representaron el 56,5% de las ventas por contrato totales de Edegel en 2008, comparadas con los 56,0% en el 2007.

PRINCIPALES CLIENTES EN PERU (GWh)

	Años terminados el 31 de diciembre,					
	2006		2007		2008	
	Ventas (GWh)	% de Ventas	Ventas (GWh)	% de Ventas	Ventas (GWh)	% de Ventas
Empresas Distribuidoras:						
Edelnor (Regulada) (1)	957	15,6	1.039	13,7	1.693	20,6
Luz del Sur (Regulada) (1)	441	7,2	1.222	16,1	1.346	16,4
Hidrandina	—	—	52	0,7	58	0,7
Electronoroeste	—	—	46	0,6	49	0,6
Electronorte	—	—	45	0,6	50	0,6
Electrosur	—	—	27	0,4	30	0,4
Venta Total a mayores empresas distribuidoras de Edegel:	1.398	22,8	2.431	32,1	3.226	39,2
Cientes con contrato:						
ElectroPerú (2)	1.620	26,4	2.427	32,1	2.775	33,7
Antamina	683	11,1	682	9,0	644	7,8
Refinería	569	9,3	516	6,8	635	7,7
Siderperú	330	5,4	362	4,8	334	4,1
Total ventas clientes con contrato de Edegel	3.202	52,1	3.987	52,7	4.387	53,3
Total ventas a mayores clientes de Edegel	4.600	75,0	6.418	84,8	7.614	93,0

(1) Las cifras de Edelnor y Luz del Sur representan ventas contratadas de Edegel solamente y no los retiros efectuadas por estas compañías y asignadas a Edegel por sus consumos con contratados. Para los años 2007 y 2008, la energía vendida a estas distribuidoras incluye los montos ganados por Edegel en las licitaciones del 2006 y 2007.

(2) Desde 2006, ElectroPerú ha sido cliente de Edegel debido a la fusión de Edegel con Etevensa. El aumento en el 2008 se debe al incremento en la generación de Ventanilla que vende energía a ElectroPerú.

Nuestros principales competidores en Perú son ElectroPerú, Enersur y Egenor, cuyas capacidades son de 908 MW, 636 MW y 507 MW, respectivamente.

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

Chile

Estructura de la industria

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. Ellos venden su producción a las compañías distribuidoras, a clientes no regulados a través de contratos privados o a otras compañías de generación a través del mercado spot. El segmento 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 se define por objetivos reguladores para incluir todo el abastecimiento de electricidad a usuarios finales a un voltaje no superior a 23kV.

El sector de electricidad en Chile se rige de conformidad al DFL (Decreto con fuerza de ley) N° 1 de 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.

La industria eléctrica chilena está organizada en cuatro sistemas de electricidad interconectados. Los principales sistemas que cubren las áreas más pobladas de Chile son el *Sistema Interconectado Central* o SIC, que atiende la parte central y sur del territorio, donde vive el 93% de la población, y el *Sistema Interconectado del Norte Grande* o SING que opera en la parte norte del país. De acuerdo al censo del año 2002, el 6,1% de la población chilena vive en el territorio atendido por el SING. Además del SIC y el SING, existen dos sistemas más pequeños en el sur de Chile que proveen electricidad a zonas remotas. La operación de las empresas generadoras en cada uno de los dos principales sistemas interconectados es coordinada por su respectivo centro de despacho, *Centro de Despacho Económico de Carga*, "CDEC", una entidad autónoma que involucra grupos de la industria y empresas de transmisión. El CDEC debe coordinar la operación de su sistema como un mercado eficiente para la venta de electricidad y en el cual es utilizado el productor con el menor costo marginal para satisfacer la demanda. Como resultado, a cualquier nivel de demanda, el abastecimiento adecuado es entregado al menor costo de producción disponible en el sistema en ese momento. Algunas grandes empresas industriales poseen y operan sistemas de generación para satisfacer sus propias necesidades.

Ley Eléctrica de Chile

Generalidades

La Ley Eléctrica de Chile tiene como objetivo proporcionar incentivos para maximizar la eficiencia y el establecimiento de un régimen reglamentario simplificado y un proceso de fijación de tarifas que limite el rol discrecional del Estado estableciendo criterios objetivos para la fijación de precios. El resultado esperado es la asignación de recursos económicamente eficiente. El sistema reglamentario está diseñado con el fin de proporcionar una tasa de rentabilidad competitiva sobre las inversiones con el objetivo de incentivar la inversión privada y a la vez asegurar la disponibilidad de electricidad para toda persona que lo solicite.

Existen tres entidades gubernamentales cuya responsabilidad primaria es la implementación y fiscalización de la Ley Eléctrica de Chile. La CNE calcula los precios minoristas y mayoristas, o los precios de nudo, que requieren la aprobación final del Ministerio de Economía, y prepara el plan de obras que consiste en una pauta a 10 años para la estrategia de expansión del sistema eléctrico que debe ser consistente con los precios calculados. La SEC fija y fiscaliza las normas técnicas del sistema y su adecuado cumplimiento con la ley. Adicionalmente, el Ministerio de Energía y Minas otorga la aprobación final de las tarifas y precios de nodo establecidos por el CNE y regula el otorgamiento de concesiones a la generación, transmisión y distribución eléctrica.

Las compañías generadoras de electricidad 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 generadoras y transmisoras. Las generadoras satisfacen las obligaciones de sus contratos de ventas con electricidad despachada, ya 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 busca asegurar que cada generadora cuente con suficiente capacidad instalada y pueda producir electricidad suficiente para satisfacer la demanda de sus clientes. Puesto que el 70% de nuestra capacidad instalada es hidroeléctrica, haciendo que nuestro costo marginal de producción sea generalmente el más bajo, nuestra producción eléctrica en el SIC, bajo condiciones hidrológicas normales o abundantes, habitualmente se despacha primero. 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 próximo kWh a despacharse.

Ventas de generadoras

Se puede vender a clientes finales a través de contratos o, a otras empresas generadoras en base a las condiciones del mercado spot. También existe la opción entre las compañías generadoras de suscribir contratos entre ellas a precios negociados. Los términos del contrato se determinan libremente.

Ventas a empresas distribuidoras y a ciertos clientes regulados

Históricamente, la venta a empresas distribuidoras para la reventa a clientes regulados se ha realizado a través de contratos a precios regulados (“precios de nudo”) en vigencia en las ubicaciones relevantes (“nodos”) en el sistema interconectado a través de las cuales dicha electricidad es suministrada. Sin embargo, a partir de 2005 todos los nuevos contratos entre generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados debe ser resultado de una licitación internacional que tenga un precio de oferta de energía máximo regulado igual al 120% del precio promedio pagado por los clientes no regulados al momento en que se efectúe la licitación. Si una primera licitación no es exitosa, las autoridades pueden incrementar este precio máximo de energía en un 15% adicional. Las licitaciones son otorgadas en base al mínimo precio. El precio asociado con estas licitaciones será transferido directamente a los usuarios finales, reemplazando el actual régimen de precio regulado. Durante la vigencia del contrato, los precios de energía y capacidad estarán indexados de acuerdo a una fórmula establecida en la documentación de la licitación y linkeada al combustible, la inversión y otros costos de generación de energía. A partir del 2010, bajo el sistema de licitaciones, todas las distribuidoras deben contar con contratos de electricidad.

Los clientes regulados son aquellos con una capacidad de consumo máxima que no excede los 0,5 MW. Los clientes entre 0,5 y 2 MW se les permite optar por ser clientes regulados o no regulados. Los clientes con necesidades de capacidad sobre los 2 MW son no regulados. Las distribuidoras pagan dos precios de nudo: uno correspondiente a la capacidad de energía 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 el despacho menos costoso por parte de cualquier central de generación. Los precios de nudo para el consumo de energía se calculan sobre la base del costo marginal proyectado que se requiere para satisfacer la demanda de energía en un determinado punto del sistema interconectado durante los 48 meses siguientes en el SIC y durante los 24 meses siguientes en el SING. La determinación de tal costo marginal toma en consideración las principales variables del costo de energía durante un período de 10 años, incluyendo el crecimiento proyectado de la demanda; las cotas de los embalses, los costos de combustibles para las centrales térmicas de generación eléctrica; el calendario de mantenimiento programado y otros factores que podrían afectar la disponibilidad de la capacidad de generación existente y los aumentos de capacidad de generación programadas en el Plan de Obras a diez años. Los mismos principios generales se utilizan para determinar el precio de nudo en el SING.

Los precios de nudo para capacidad y consumo de energía son fijados cada seis meses, en abril y octubre. Aunque los precios de nudo se fijan en pesos, los cálculos se computan en dólares. Los precios de nudo pueden ser ajustados durante tal período dependiendo de las fluctuaciones de los precios promedio de venta por parte de las generadoras a sus clientes no regulados.

Ventas a otras generadoras

Cada CDEC determina anualmente una “Potencia Firme”, para cada planta de generación. La generadora puede vender capacidad hasta el monto de su “capacidad firme”. Capacidad firme es el máximo de capacidad que una

generadora puede entregar al sistema en determinadas horas de punta, tomando en consideración datos estadísticos sobre el tiempo que la central está fuera de servicio debido, como por ejemplo, a mantenimiento.

Una empresa generadora puede requerir comprar o vender energía o capacidad en el mercado spot en cualquier momento, dependiendo de sus obligaciones contractuales en relación con la cantidad de electricidad que deberá ser despachada de tal generadora, y de su capacidad firme.

Transmisión

En la medida que los activos de una compañía de transmisión se construyan de conformidad a concesiones concedidas por el Estado chileno, la Ley Eléctrica de Chile estipula que dicha compañía debe operar el sistema de transmisión cubierto sobre la base del “acceso abierto” de tal forma que los usuarios puedan obtener acceso al sistema al contribuir a los costos operacionales y de mantenimiento y, en caso de ser necesario, los costos de expansión del sistema. Las compañías de transmisión recuperan su inversión en los activos de transmisión a través de los peajes o “los cargos de transmisión”, los cuales se cobran a las empresas generadoras y que también son financiados en parte por el cliente final en una proporción de 80% generadoras y 20% clientes. Las tarifas de las empresas de transmisión son determinadas cada cuatro años por decreto del Ministerio de Economía.

Concesiones

La Ley Eléctrica de Chile permite, en algunos casos, la generación 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 acceso a propiedades de terceros. Propietarios terceros tienen el derecho de recibir una compensación que las partes pueden acordar o, en la ausencia de un acuerdo, se puede determinar la compensación mediante un proceso administrativo que se puede apelar en los tribunales chilenos.

Multas y compensaciones

Si se emite un decreto de racionamiento en respuesta a periodos prolongados de escasez de electricidad, pueden imponerse severas penalidades a las empresas generadoras que contravengan el decreto. Una sequía severa no es considerada un evento de fuerza mayor.

También puede requerirse a las empresas generadoras, que paguen multas a las autoridades regulatorias con respecto a apagones del sistema debido a errores operativos de cualquier generador, incluyendo fallas relacionadas con el deber de coordinación de todos los agentes del sistema, como también compensaciones a los clientes afectados por la escasez de electricidad. Si las empresas generadoras no satisfacen sus compromisos contractuales de entregar electricidad durante periodos en los cuales están en efecto un decreto de racionamiento y no existe energía disponible para su compra en el sistema, la generadora debe pagar una compensación a los clientes al costo de falla determinado por la autoridad en cada tipo de tarifa. Los costos de falla corresponden al costo promedio incurrido por los usuarios finales para abastecerse de un kWh por sus propios medios.

Regulación ambiental

La Constitución de Chile 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. Chile cuenta con numerosos reglamentos, leyes, decretos y ordenanzas municipales que pueden imponer restricciones ambientales. Entre ellas están aquellas referentes a la eliminación de desechos (incluyendo la descarga de desperdicio líquido industrial), el establecimiento de industrias en áreas que pueden afectar la salud pública y la protección del agua para consumo humano.

La Ley Ambiental N° 19.300 se promulgó en 1994 y fue implementado por el “*Reglamento 30*”, emitido en 1997. Esta Ley requiere que las empresas de generación y transmisión realicen estudios de impacto ambiental para cualquier futuro proyecto y a someter tales estudios a la aprobación de la Comisión Ambiental de Chile o Conama. También 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 disposición de desechos, y autoriza a los ministerios competentes la definición de normas de emisiones. Nuestras filiales chilenas aplican las pautas establecidas en el *Reglamento 30* en el análisis de futuros proyectos.

El 1 de abril de 2008, fue promulgada la Ley N° 20.257, una enmienda a la Ley General de Servicios. El objetivo de esta ley es promover el uso de energía renovable no convencional, o ERNC. Esta ley define las distintas tecnologías que son consideradas como ERNC, y establece como una obligación a las generadoras entre el año 2010 y 2014, que el 5% del total de su energía contratada, a partir del 31 de agosto del 2007, sea de este tipo, y a aumentar este porcentaje progresivamente desde 0,5% en esa fecha, a 10% en el año 2024. Nuestras centrales, que satisfacen los requerimientos para ser ERNC, son: Palmucho (32 MW), Canela (18MW), y Ojos del Agua (9 MW) representando 1,2% de nuestra capacidad instalada al 31 de diciembre del 2008. Adicionalmente, la ley fija multas para las generadoras que no cumplan con esta obligación. Endesa Chile estima que podría satisfacer, a cabalidad, esta obligación al año 2010 e incluso generar energía ERNC en exceso, que podría ser vendido a otras generadoras. El costo adicional de generar electricidad con ERNC, comparado con las fuentes convencionales, será cobrado en los nuevos contratos, por ende, eliminando el impacto sobre los ingresos.

Derechos de agua

Endesa Chile posee derechos de agua incondicionales que son derechos de propiedad absolutos y de duración ilimitada otorgados por la Autoridad Chilena de Aguas. Las empresas generadoras chilenas deben pagar una tarifa anual por derechos de agua no utilizados. Endesa Chile permanentemente analiza qué derechos de agua mantendrá o desechará. Durante el 2008, pagamos y recuperamos por este concepto un monto de Ch\$ 2.501 millones (\$ 3,9 millones al tipo de cambio de cierre del 2008). Esta cantidad puede variar en el futuro de acuerdo con los derechos de agua que mantengamos cada año. Estimamos que en el año 2009 pagaremos Ch\$ 1.802 millones (\$ 3,0 millones) en tarifas. Estimamos que si no abandonamos ningún derecho de agua en el SIC, tendremos que pagar un monto de hasta \$4,9 millones por año hasta el 2011. En adelante, este monto será duplicado y permanecerá constante por los siguientes 5 años, momento en el cual la tarifa por la patente será duplicada nuevamente. En el caso de derechos de agua ubicados en el sur de Chile, fuera del área que abarca el SIC, las patentes serán pagadas a partir del 1 de enero de 2012, Pueden ser recuperados a través de créditos tributarios mensuales, hasta que el pago de la tarifa sea recuperado en su totalidad.

Introducción

La Ley N° 15.336 de 1960 y la Ley N° 24.065 de enero de 1992 (juntos la “Ley Eléctrica de Argentina”) definen el marco regulatorio del sector eléctrico.

Bajo la Ley Eléctrica de Argentina, el Gobierno Federal:

- Dividió el sector eléctrico en tres segmento de negocio: generación, transmisión y distribución para permitir el desarrollo del mercado eléctrico bajo condiciones de libre competencia, la reducción de las tarifas de generación, requerimientos de ciertos estándares de calidad, y evitar la concentración de las empresas que realizan actividades bajo un único grupo de control.
- Creó el Mercado Eléctrico Mayorista, o “MEM”, donde pueden participar cuatro categorías de clientes (generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores) en la compra y venta de electricidad y productos relacionados.
- Decretó una Compañía Administradora o “Cammesa” para el Mercado Eléctrico Mayorista, responsable de coordinar el despacho, administrar las transacciones de los agentes en el MEM, y calcular los precios spot. Los agentes participan con accionistas de Cammesa a través de sus respectivas asociaciones con la Secretaría de Energía, el dueño del 20% restante del capital accionario de Cammesa. El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios designa el presidente del directorio de Cammesa, y
- Creó Ente Nacional Regulatorio de la Energía, o “ENRE, que regula las actividades de servicio público en el sector eléctrico e impone decisiones jurisdiccionales.

La Secretaría de Energía es principalmente responsable de la implementación de la Ley Eléctrica Argentina. La Resolución SE N° 61/1992, modificada, estableció los procedimientos para la Operación, Despacho de Carga y Programa de Cálculo de Precios, o los “Procedimientos”, que regulan el despacho del sistema y las actividades en el MEM. La Resolución SE N° 21/1997 regula los procedimientos para el otorgamiento de las concesiones de los sistemas de interconexión internacionales.

Estructura de la Industria

El segmento de la generación está organizado sobre una base competitiva con compañías generadoras independientes vendiendo su producción en el mercado spot del MEM, o mediante contratos privados celebrados con otros participantes en el mercado a término del MEM.

La transmisión es operada bajo condiciones monopólicas por varias compañías a quienes el Gobierno Federal otorga concesiones. Nuestra concesionaria opera y mantiene instalaciones del más alto voltaje y ocho concesionarias operan y mantienen sus instalaciones de media y alta tensión, a los cuales se conectan las empresas de generación, empresas de distribución y grandes clientes. El sistema de interconexión internacional también requiere concesiones otorgadas por el Gobierno Federal. Las compañías de transmisión están autorizadas a cobrar diferentes peajes por sus servicios.

La distribución también constituye un servicio público que opera bajo condiciones monopólicas por parte de compañías a las cuales se les ha adjudicado una concesión. Las empresas distribuidoras están obligadas a proveer servicios a los clientes dentro de un área de concesión específica, teniendo este cliente final un contrato con la distribuidora o con una generadora. Conforme a ello, estas empresas son reguladas con respecto a las tarifas y están sujetas a estándares de calidad de servicio. Las distribuidoras pueden adquirir electricidad en el mercado spot del MEM, a precios llamados estacionales, o mediante contratos con generadoras en el mercado a término del MEM. Los costos de la electricidad comprada en el MEM pueden ser transmitidos a los usuarios finales. El precio estacional definido por la Secretaría de Energía es el tope para los costos de electricidad comprada a distribuidores, y traspasado a los clientes regulados.

Existen tres áreas de distribución y comercialización sujetas a concesión federal. Las concesiones son: Edelap, Edesur y Edenor. Las áreas de distribución local están sujetas a concesiones otorgadas exclusivamente por las autoridades provinciales y/o municipales. A pesar de esta división, todas las empresas de distribución presentes en el MEM deben operar de acuerdo a sus reglas.

Los clientes eléctricos finales son clientes regulados suministrados por distribuidoras a tarifas reguladas, a no ser que demanden al menos 30 kW, y opten por contratar su energía a generadores en el mercado spot del MEM, y en cuyo caso son considerados clientes grandes.

Los comercializadores también están autorizados para participar en el MEM. Compran y venden energía y productos relacionados a los agentes y para los agentes del MEM, incluyendo los recibidos de las provincias como pagos por royalties de electricidad.

Ningún generador, distribuidor, cliente grande, ni compañía controlada por algunos de ellos, puede ser dueño, ni accionista mayoritario de una compañía de transmisión o de su compañía controladora. A las compañías transmisoras se les prohíbe generar, distribuir, comprar y/o vender electricidad. A las distribuidoras se les prohíbe ser dueño de unidades de generación.

Despacho y Fijación de Precios

La coordinación de las operaciones de despacho, la fijación de precios spot y la administración de las transacciones económicas en el MEM son controladas por Cammesa. Todas las generadoras que son agentes en el MEM deben estar conectados al sistema interconectado Argentino, o "SIN Argentino", y están obligados a cumplir con las ordenes de despacho y generar y entregar energía al SIN Argentino para poder vender en el mercado spot o mercado a término del MEM. Las distribuidoras, comercializadores de energía y grandes usuarios que cuentan con contratos privados de abastecimiento con generadoras pagan el precio contractual directamente al generador y también paga un peaje a las compañías de distribución por el uso de sus sistemas.

El precio spot es calculado en base horaria por el Cammesa de acuerdo al costo del kW marginal a ser despachado en el SIN Argentino y es pagado a los generadores y vendedores de energía en el mercado spot. La Ley Eléctrica Argentina establece que los precios de la electricidad en el mercado spot se determinan en base al costo marginal. Desde el año 2002, la Secretaría de Energía comenzó a modificar varios criterios en relación a los precios spot, e impuso, entre otras restricciones, límites a los precios spot a ser pagadas por las generadoras. También reconoció el costo del gas natural de acuerdo a estimaciones de Gobierno Federal, a pesar de que, junto con ese costo, otros costos adicionales están siendo cobrados por el mercado y pagados al generador junto con esos costos.

Con el fin de estabilizar las tarifas, el mercado tiene un precio estacional que es el precio pagado por los distribuidores por las compras de electricidad que transa en el mercado spot. Es un precio fijo determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía bajo la recomendación de Cammesa para el próximo período de acuerdo a sus estimaciones del precio spot que se basa en una evaluación de la ofertas esperada, de la demanda y capacidad disponible, entre otros factores. El precio estacional se mantiene por al menos 90 días. Desde el año 2002, la Secretaría de Energía ha estado aprobando precios estacionales menores a los recomendados por Cammesa. La Resolución 1169/08, efectiva a partir del 1 de octubre de 2008, impone un aumento en el precio estacional a clientes residenciales, comerciales e industriales con alta demanda.

Desarrollos Regulatorios: la industria después de la Ley de Emergencia Pública

General

En el 2002 se promulgó la Ley N° 25.561, titulada Ley de Emergencia Pública, para manejar la emergencia pública. Esta obligó a la renegociación de contratos de servicios públicos (tales como contratos de concesión de transmisión y distribución de electricidad), impuso la conversión de obligaciones nominadas en dólares a pesos argentinos a una tasa de Ar\$ 1 por U.S. \$ 1 y entregó poderes al Poder Ejecutivo Federal para implementar medidas monetarias, financieras y cambiarias adicionales para superar la crisis económica que afectaba a Argentina. Estas medidas han sido periódicamente extendidas. En diciembre de 2008, se promulgó la Ley N° 26.456 a través de la cual las medidas de emergencia se extendieron hasta el 31 de diciembre de 2009.

Luego de esta ley, la Secretaría de Energía introdujo una serie de medidas regulatorias dirigidas a corregir los efectos de la devaluación sobre los costos y precios del MEM y a reducir los precios pagados por el cliente final.

Generación

La conversión obligatoria de las tarifas de transmisión y distribución de dólares fijado en Ar\$ 1 por U.S. \$ 1 a moneda local mientras que el tipo de cambio demarcado era de aproximadamente Ar\$ 3 por U.S. \$ 1 y las medidas regulatorias emitidas por el gobierno para limitar y reducir los precios spot y estacionales impidieron la transferencia de costos variables de generación a los precios de transmisión y distribución del cliente final. Esto desmotivó los ahorros en consumo de energía así como las inversiones para satisfacer el incremento en la demanda, incluyendo la capacidad de transmisión.

Estas medidas redujeron los ingresos de las generadoras dado que las autoridades, a través de la Resolución SE N° 406/2003, solo permiten pagar a los generadores los montos remanentes cobrados a los compradores en el mercado spot, después del pago de todas las otras obligaciones del MEM.

Adicionalmente, los generadores sufrieron la reducción en la utilidad por los precios de contratos, que disminuyeron como consecuencia del nivel de los precios spot.

La obligación de llegar a un acuerdo con los generadores por la electricidad spot no pagada, llevó a las autoridades a financiar nueva capacidad con los fondos del MEM, a través de Foninvemem, un fondo manejado por Cammesa. Los fondos del Foninvemem han sido utilizados para instalar dos plantas de ciclo combinado de 800 MW cada una.

La resolución SE N° 406/2003, cambió la forma de fijar el precio spot con las tarifas del gas natural imponiendo un tope a los costos de generación y desligando el precio spot del costo marginal de la compañía generadora que también opera con combustibles líquidos. La resolución también impone precios límites adicionales a generadores hidroeléctricos. Aunque el despacho de la generación aún se hace en base a combustibles realmente usados, el cálculo del precio spot, de acuerdo a la Resolución, se define como si todas las unidades de generación despachadas tuvieran un abastecimiento de gas natural sin restricciones, a pesar de que si existían restricciones, y además el valor del agua no se considera si su costo alternativo es mayor que el costo de generar con gas natural.

La Resolución SE N° 724/2008 le dio la oportunidad a los generadores térmicos de reducir algunos de los efectos de la Resolución SE N° 406/2003 al permitir Contratos de Compromiso de Abastecimiento o “CCAM” en el MEM. Generadores térmicos con un CCAM pueden abastecer con electricidad a la entidad autónoma de Argentina a cargo de la operación del MEM, o “Cammesa”, por un período de hasta 36 meses, renovable solo por un período adicional de 6 meses, y cobrar precios spot.

Transmisión y distribución

Las empresa de transmisión y distribución han estado renegociando contratos desde al año 2005 y a pesar de que las tarifas fueron ajustadas parcialmente y transitoriamente, las tarifas definitivas estaban aún pendientes a diciembre de 2008.

Consecuentemente, a pesar de que los conceptos que definen los precios de la energía establecidos en la Ley Eléctrica Argentina están aún vigentes, su implementación refleja la intervención de las autoridades para reducir la compensación de todas las compañías eléctricas.

Mercado de gas natural

Ha existido una escasez de gas natural para abastecer a las centrales eléctricas por varios años. Con el fin de asegurar la demanda interna, el gobierno Argentino firmó un convenio con la República de Venezuela por el abastecimiento de combustible líquido hasta el 2010. Aunque el combustible líquido es usado como recurso de última instancia, la política regulatoria nacional apoyó la adquisición del combustible líquido por parte de las generadoras proporcionando el financiamiento del Fondo de Estabilización. Las partes también aceptaron comprar un volumen fijo de combustible líquido de disponibilidad instantánea para cubrir cualquier posible falta de stock. Está normalmente permitido a los generadores comprar diesel y fuel oil a precios subsidiados.

Desde el 2004, el Gobierno Federal ha importado gas natural de Bolivia. El 29 de junio de 2006, Argentina y Bolivia celebraron un acuerdo a 20 años por el cual Argentina tiene el derecho a recibir hasta 28 millones de metros cúbicos por día de gas natural. Hasta el 31 de diciembre de 2006, el precio era de \$ 5 por millón de BTU. Las partes no han acordado un precio para el 2007.

Una de las medidas relacionadas con el gas natural en los últimos años ha sido la creación del Mercado Electrónico del Gas (“MEG”). A través del MED, las autoridades regulatorias incrementaron la transparencia de las operaciones físicas y comerciales en el mercado spot.

Exportación e Importación de Electricidad

Con el fin de dar prioridad al suministro del mercado interno, la Secretaría de Energía adoptó medidas adicionales que limitaron las exportaciones eléctricas. En relación a estas medidas, la Resolución SE N° 949/2004 estableció medidas que permitieron a los agentes exportar e importar energía bajo condiciones restringidas. Estas restricciones impidieron que las generadoras cumplieren sus compromisos de exportación.

Foninvemem

La Resolución SE N° 712/2004 creó un fondo llamado Foninvemem para aumentar la inversión en generación/capacidad eléctrica dentro del MEM. Basándose en la Resolución SE N° 406/2003, la Secretaría de Energía decidió pagar a los generadores el precio spot hasta el monto disponible en el Fondo de Estabilización, después de cobrar a los compradores del mercado spot a los precios estacionales, que eran más bajos que los precios spot del mismo período. Cammesa fue designado el administrador del Foninvemem.

Conforme a la Resolución SE N° 1.193/2005 se convocó a todos los agentes privados de generación del MEM para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales de energía eléctrica que serían construidas con Foninvemem, consistentes en dos centrales de ciclo combinado de 800 MW de capacidad cada una. Estas plantas pueden utilizar, como insumo, gas natural o combustibles alternativos.

Como consecuencia de la falta de recursos para terminar las plantas, Resolución SE N° 564/2007 reunió a todos los generadores del MEM del sector privado para que se comprometieran con Foninvemem a través de la inclusión de la diferencia entre los precios spot y los pagos efectuados, de acuerdo a la Resolución SE N° 406/2003, durante un período adicional terminando el 31 de diciembre, 2007.

Programa de incentivos

Con el fin de proveer los incentivos para la instalación de nueva capacidad en el SIN, la Resolución SE N° 1.281/2006 creó el Servicio de Energía Plus que consiste en la oferta de nueva capacidad eléctrica destinada a abastecer el crecimiento de demanda eléctrica por sobre la “Demanda Base”, que es la demanda eléctrica de 2005. El Servicios de Energía Plus, es prestado por las generadoras eléctricas que instalan nueva capacidad o que ofrecen capacidad de generación que ya existía pero que no estaba conectada al SIN. Todo consumidor grande que, al 1 de

Noviembre del 2006, cuenta con una demanda mayor que su demanda base debe contratar el exceso con el Servicio de Energía Plus. El precio de los contratos por el Servicio de Energía Plus debe contar con la aprobación de las autoridades relevantes. Las partes con una demanda que no se logra cubrir mediante un contrato para el servicio energía plus pueden solicitarle a Cammesa que realice una licitación para satisfacer dicha demanda.

Regulación para la promoción de proyectos de Infraestructura Eléctrica

La Ley N° 26.095 y el Decreto N° 1.216/2006 impusieron cargos que deben ser pagados por los usuarios finales de electricidad y gas natural con el fin de financiar nuevos proyectos de infraestructura de electricidad y gas, para completar nuevas inversiones en el sector eléctrico, ampliar la capacidad de transporte de gas natural y energía eléctrica. El Estado Federal ha adoptado, además, algunas regulaciones para promover el uso racional y eficiente de la energía eléctrica.

Regulación ambiental

Las instalaciones eléctricas están sujetas a leyes y regulaciones federales y locales, incluyendo la Ley N° 24.051 o “Ley de Residuos Peligrosos”, y sus regulaciones anexas. Ciertas obligaciones de reportar, monitorear y de estándares de emisiones son impuestas al sector eléctrico. El no satisfacer estos requerimientos faculta al gobierno a imponer multas, tal como la suspensión de operaciones, que en el caso de servicios públicos, puede resultar en la cancelación de concesiones.

Brasil

Aunque no poseemos filiales en Brasil, tenemos inversiones minoritarias de capital a través de Endesa Brasil.

Estructura de la industria

La industria eléctrica en Brasil está organizada como un gran sistema eléctrico interconectado que se denomina el *Sistema Interligado Nacional* (“SIN brasileño”), que abarca la mayoría de regiones de Brasil además de varios otros sistemas pequeños y aislados.

Las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro se encuentran separadas en virtud de la ley brasileña. De acuerdo a las especificaciones de la Ley 9.427/96, los clientes no regulados son actualmente aquellos: (i) demandan al menos 3.000 kW y eligen contratar su suministro de electricidad directamente a generadores o vendedores al detalle; o (ii) demandan al menos 500 kW (y menos de 3.000 kW) y eligen contratar su suministro de electricidad con generadores o comercializadores. La principal entidad reguladora de la industria eléctrica en Brasil es la *União Federal* (la Unión Federal), actuando a través del Ministerio de Minas y Energía o MME, el cual tiene exclusiva autoridad sobre el sector eléctrico y cuyo rol principal es establecer las políticas, lineamientos y regulaciones para el sector. Las políticas regulatorias para el sector son implementadas por la *Agencia Nacional de Energia Elétrica* o ANEEL que cuyas principales responsabilidades incluyen, entre otros: (1) supervisar las concesiones de las actividades de venta de electricidad, generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad, y la aprobación de las tarifas eléctricas; (2) la promulgación de las regulaciones del sector eléctrico; (3) la implementación y regulación de la explotación de recursos eléctricos, incluyendo el uso de la hidroelectricidad; (4) promover el proceso de licitación para nuevas concesiones; (5) la resolución de conflictos administrativos entre los agentes del sector eléctrico; y (6) la fijación de tarifas.

Otras autoridades regulatorias incluyen: (i) el Operador del Sistema Eléctrico Brasileño (ONS), compuesto por las empresas de generación, transmisión y distribución, y consumidores independientes, responsables de la coordinación y control de las operaciones de generación y transmisión del SIN Brasileño; (ii) el Cámara de Comercialización de Electricidad (CCEE), una compañía en la cual los Agentes son reunidos en cuatro categorías: Generación, Distribución, Comercialización y Consumidores y cuyo propósito principal es llevar a cabo las transacciones mayoristas y comercialización de energía eléctrica en el SIN Brasileño; y (iii) el Consejo Brasileño de Políticas Energéticas (CNPE), responsable de desarrollar una política eléctrica nacional.

Desregulación y Privatización

La Ley de Concesiones (No. 8.987) y la Ley del Sector Energético (No. 9.074), ambas promulgadas en el 1995,

pretendieron inyectar competencia y atraer capitales privados al sector eléctrico. Desde entonces, se privatizaron varios activos de propiedad del Estado Federal de Brasil y/o de gobiernos estatales.

Productores Independientes y Auto Productores de Energía

La Ley del Sector Energético también introdujo el concepto de productores de energía independientes o IPP para abrir el sector eléctrico a la inversión privada. Los IPP, son agentes individuales o agentes actuando en consorcios, quienes reciben una concesión, permiso o autorización del gobierno Brasileño para producir electricidad para la venta por su propia cuenta. La Ley de Concesiones también dispone que tras recibir una concesión, tendrán acceso los IPP, productores independientes, abastecedores y consumidores a los sistemas de distribución y transmisión de otras concesionarias concesionarias, siempre y cuando sean reembolsados por sus costos, según determina ANEEL.

La ley No. 9.648/98 creó un Mercado Mayorista de Energía formado por las generadoras y distribuidoras. De acuerdo con este modelo, la compra y venta de electricidad era negociada libremente.

Conforme a la Ley No. 10.433/ 2002, la estructura del Mercado Mayorista de Energía cambió para ser estrechamente regulado y monitoreado por ANEEL, que también es responsable de establecer las regulaciones del Mercado Mayorista de Energía, incluyendo medidas para estimular una inversión externa continua.

La Ley No. 10.848/04 busca mantener el concepto de servicio público para la producción y distribución de la electricidad a los clientes en cada área de concesión, reestructurar el sistema de planificación; garantizar transparencia en el proceso de licitación de los proyectos públicos para mitigar los riesgos sistemáticos, mantener las operaciones del sistema energético de Brasil centralizadas y coordinadas, otorgar el uso y el acceso universal a los servicios de electricidad en todo Brasil, y también modificar el proceso de licitación de las concesiones de servicios públicos.

Estructura del Sector Eléctrico

El modelo establecido por las leyes No.10.847 y 10.848 busca ofrecer menores tarifas al cliente y garantizar la expansión del sistema, con la Empresa de Investigación Energética, EPE, un organismo estatal, responsable de planificación de las actividades de generación y de transmisión. Este modelo ha definido un entorno de contratación regulada y no regulada.

En el entorno de contratación no regulada, las condiciones para comprar energía son negociables entre proveedores y clientes. En relación con el entorno regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe ser ejecutada conforme a un proceso de licitación coordinado por ANEEL.

Conforme al modelo, el 100% de la demanda de energía de los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos de largo plazo anticipándose a la expiración de los contratos actuales en el entorno regulado.

Otro cambio impuesto en el sector eléctrico es la separación del proceso de licitación para “energía existente previamente” y “proyecto de energía nueva”. Las centrales que estaban en existencia antes del 2000 son consideradas “energía existente previamente” y aquellas desarrolladas después del 2000 son consideradas “proyecto de energía nueva”. El gobierno cree que las centrales de “energía existente previamente” son capaces de proporcionar energía a precios más competitivos y por tanto las centrales de “proyecto de energía nueva” deben recibir prioridad en la licitaciones de energía que se presenten. Bajo el nuevo régimen, esta prioridad se manifestará con condiciones contractuales más favorables. Por ejemplo, a un generador considerado “proyecto de energía nueva” se le garantiza un contrato de compra de energía a 20 años plazo en el caso de que gane una licitación, mientras que un generador considerado “energía existente” no se le garantiza siquiera poder participar en el proceso de licitación.

Concesiones

Empresas o consorcios que tengan la intención de construir u operar instalaciones de generación hidroeléctrica superiores a 30 MW, o redes de transmisión en Brasil, deben utilizar un proceso de licitación. Las concesiones otorgadas a un tenedor, le dan el derecho a generar, transmitir, o distribuir electricidad, como sea el caso, en una zona específica por un período dado de tiempo.

El período de tiempo se limita a 35 años en el caso de concesiones nuevas de generación y 30 años en el caso de concesiones nuevas de transmisión o distribución. Las concesiones existentes pueden ser renovadas a discreción de del gobierno brasileño por un periodo igual al inicial, incluso en el caso de que el concesionario haya cumplido con sus obligaciones de acuerdo a lo establecido en el contrato de concesión y hayan solicitado la renovación dentro de los plazos límites establecidos. No existe garantía de que la concesión existente sea renovada.

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.

En Brasil, se les exige a las instalaciones de generación hidroeléctrica obtener concesiones de derechos de agua y aprobaciones ambientales. A las compañías de generación térmica, de transmisión y de distribución se les exige obtener una aprobación ambiental otorgada las autoridades de regulación ambiental.

Ventas eléctricas

En el entorno regulado (ACR), las compañías de distribución eléctrica compran electricidad a través de licitaciones reguladas por la ANEEL y organizadas por la CCEE. Los distribuidores deben comprar electricidad en licitaciones públicas.

Existen dos tipos de licitaciones regulada en los cuales los distribuidores compran electricidad, una en el cual los contratos existentes pueden ser renovados, y una en el cual se establecen nuevos contratos. El gobierno también tiene el derecho a llamar a licitaciones especiales para electricidad renovable (biomasa, mini hidro, solar y eólico). ANEEL y CCEE efectúan las licitaciones anualmente.

Contratos no regulados, o ACL, incluyen la venta de electricidad entre los concesionarios de generación, productores independientes, auto productores, vendedores de electricidad, importadores de electricidad, clientes especiales y no regulados. La ACL también incluye contratos bilaterales vigentes entre generadores y distribuidores hasta su expiración, momento en el cual deben suscribir nuevos contratos bajo las condiciones del nuevo marco regulatorio.

Licitaciones de energía

La venta de electricidad en el ACR ocurre a través de nuevas licitaciones de electricidad, licitaciones existentes de electricidad, y licitaciones de ajustes. El sistema de contratación es multilateral, con generadores suscribiendo contratos con todas las distribuidoras que se someten a licitación.

Precio Spot Acuerdo

El Precio Acuerdo para las Diferencias es utilizado para valorizar la compra y venta de potencia eléctrica en el mercado a corto plazo. Conforme a la Ley del Nuevo Modelo de la Industria, la CCEE es responsable de la fijación del precio de la electricidad en el mercado spot.

Multas aplicables a los agentes en la industria eléctrica

Los vendedores son responsables de los pagos a los compradores en el caso de que sean incapaces de satisfacer sus obligaciones de abastecimiento. La ANEEL establece las multas aplicables a los agentes eléctricos en base a la naturaleza y la materialidad de la violación (incluyendo advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en las licitaciones de nuevas concesiones, licencias o autorizaciones y confiscación). Para cada violación, multas pueden ser impuestas, por un monto de hasta 2,0% de los ingresos provenientes de la venta de electricidad y servicios (neto de impuestos) del período de 12 meses inmediatamente anterior a la notificación.

La ANEEL también puede imponer restricciones a los términos y condiciones de los acuerdos entre empresas relacionadas, y en circunstancias extremas, finiquitar dichos acuerdos.

Una entidad en incumplimiento de pago de sus contribuciones a la Reserva Global de Reversas (o RGR), a Proinfa, a la Cuenta de Desarrollo de Energía, o CDE, a la Cuenta de Consumo de Combustible Fósil, o CCE, o a cualquier otro pago en virtud de la compra de electricidad en el ACR o de Itaipú, no puede utilizar los ajustes de tarifa (excepto para la revisión extraordinaria). La CDE fue creada por la Ley No 10.438 en 2002 para otorgar subsidios a centrales que utilizan carbón mineral brasileño y para apoyar la producción de electricidad con fuentes alternativas. La CCC fue creada en 1973 con la intención de otorgar subsidios para cubrir los costos de combustible utilizado por plantas termoeléctricas ubicadas en sistemas aislados.

Incentivos para el Desarrollo de Fuentes Alternativas de Energía

La Ley 10.438/2002 creó ciertos programas de incentivos para el uso de fuentes alternativas en la generación de electricidad. Proinfa asegura la compra de la electricidad generada por Eletrobrás por un periodo de 20 años, y el apoyo financiero del BNDES. Otros programas incluyen hasta un 50% de descuento en las tarifas de distribución y transmisión y una excepción especial para los consumidores con volúmenes de consumo de electricidad entre 500 kW y 3 MW (consumidores especiales) que decidan migrar al ACL, en el caso de que tales consumidores compren electricidad de empresas generadoras que utilizan fuentes alternativas de electricidad.

Cargos de la Industria

La Ley de la Industria Energética requiere que los tenedores de una concesión para el uso de recursos hídricos pague un cargo de 6,0% a 6,75%, dependiendo del tamaño de la planta generadora, del monto de la electricidad que producen.

El Cargo por la Inspección del Servicio Eléctrico, es un cargo anual de aproximadamente 0,5% de la utilidad anual obtenido por la compañía y que varía de acuerdo al tipo de servicio y en proporción a la concesión, permiso o autorización.

En relación al subsidio del costo de combustible de plantas térmicas conectadas al SIN que utilizan carbón Brasileño, CDE sigue a la CCC (Cuenta de Consumo de Combustible). La CDE es financiada por todos los consumidores eléctricos y fue creada para apoyar: (1) el desarrollo de la producción de electricidad en todo el país; (2) la producción de electricidad con fuentes alternativas (eólico, carbón mineral, gas y biomasa); y (3) objetivos sociales, tales como, la disponibilidad de electricidad en todo el país, la reducción del costo de la electricidad para residentes de bajos ingresos, y la preservación de la industria del carbón en el sur de Brasil.

Para las centrales térmicas existentes que utilizan carbón producido en Brasil, la Ley requiere que la CDE sea utilizada para subsidiar hasta el 100% del costo del carbón. Conforme a la legislación aplicable, las centrales deben efectuar una compra mínima de carbón, con el fin de garantizar cierto nivel de producción de carbón brasileño, para obtener el subsidio. Sin embargo, consumidores auto productores no pagan el cargo CDE, que es una ventaja significativa para este tipo de proyectos.

Hasta el año 2003, todos los agentes de la industria eléctrica, ya sean compañías distribuidoras, generadoras o comercializadores, que negociaban contratos con consumidores finales, hacían contribuciones a la Cuenta de Consumo de Combustible Fósil, CCC, un subsidio económico para cubrir el costo del combustible utilizado por termoeléctricas ubicados en sistemas aislados, por un periodo de 20 años, con el fin de promover la generación de electricidad en estas regiones.

Contribuciones a la Investigación y el Desarrollo

Las compañías que poseen concesiones, permisos o autorizaciones para la distribución, generación y transmisión de electricidad deben invertir cada año al menos un 1% de su ingreso operacional neto en investigación y desarrollo de la industria energética. Las centrales eléctricas mini hidro, solares, eólicas y biomasa están exentos de este deber.

Colombia

Estructura de la Industria

Dos leyes regulan el negocio de la electricidad en Colombia: La Ley Número 142 (“Ley de Servicios Públicos de Colombia”) establece un amplio marco regulatorio para el suministro de servicios públicos residenciales, incluyendo la electricidad, y la Ley Número 143 (la “Ley Eléctrica de Colombia”) establece el marco regulatorio

para la generación, comercialización, transmisión y distribución de electricidad. La Ley 142 establece que el suministro de servicios eléctricos constituye un servicio público esencial que debe ser proporcionado por entidades provenientes de los sectores públicos y privados.

Se les exige a las compañías de servicios públicos asegurar el servicio continuo y eficiente; facilitar el acceso a subsidios estatales a los usuarios de bajos recursos; informar a los usuarios sobre el uso eficiente y seguro de los servicios; proteger el medioambiente; permitir el acceso y la interconexión a otras compañías de servicios públicos y grandes usuarios; cooperar con las autoridades en caso de emergencias para evitar daños a los usuarios; e informar a la comisión reglamentaria apropiada y a la superintendencia sobre el inicio de sus actividades.

La Ley Eléctrica de Colombia establece los principios para la industria eléctrica que son implementados a través de resoluciones promulgadas por la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (La “CREG”), entre otros cuerpos regulatorios que regulan el sector eléctrico. Tales principios son: la eficiencia – la asignación y el uso de recursos correctos y el suministro de electricidad a un costo mínimo; la calidad – el cumplimiento con los requisitos técnicos; la continuidad – un suministro eléctrico continuo sin interrupciones no justificadas; la adaptabilidad – la incorporación de tecnologías y sistemas administrativos modernos para promover la calidad y eficiencia; la neutralidad – el tratamiento imparcial a todo usuario eléctrico; 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 la equidad – un suministro eléctrico adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país.

La Ley Eléctrica de Colombia normaliza la generación, transmisión, comercialización y distribución (las “Actividades”) de la electricidad. 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.

La participación de mercado para generadoras y comercializadoras es limitada. El límite para las generadoras es el 25% de su Energía Firme elegible para recibir el cargo de confiabilidad. El Cargo por Confiabilidad paga la capacidad de una planta para entregar su “Energía Firme”, es decir, la cantidad de energía en un año, según lo define el generador, con un 100% de certidumbre. Si la central realmente no puede proporcionar la Energía Firme, el generador es penalizado. Un generador puede tener más del 25% de la participación de mercado en tanto crezca por medios diferentes que fusiones y adquisiciones.

De manera similar, un comercializador no puede contar con más del 25% de la actividad de comercialización en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia, SIN. Las limitaciones para los comercializadores consideran las ventas de energía internacionales.

Tales límites son aplicados a grupos económicos, incluyendo empresas que son controladas por, o bajo control común con otras empresas. Adicionalmente, los generadores no pueden poseer más de un 25% de interés en un distribuidor y viceversa. Sin embargo, esta limitación sólo aplica a empresas individuales y no descartan la posesión cruzada por parte de empresas del mismo grupo corporativo.

Una empresa generadora, distribuidora, comercializadora o integrada, es decir, una empresa que combina la generación, transmisión y distribución no puede poseer más del 15% del patrimonio en una transmisora si la última representa más del 2% del negocio de transmisión nacional en términos de ingresos. Una distribuidora puede tener más del 25% del patrimonio de una empresa integrada si la participación de mercado de la última es menor al 2% del negocio de generación nacional. Una empresa creada antes de la promulgación de la Ley 143 no puede fusionarse con otra empresa creada después de la ley 143.

El Ministerio de Energía y Minas define la política del gobierno para el sector energético. Otras entidades del gobierno que juegan un rol importante en la industria eléctrica son la *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*, que se encarga de supervisar e inspeccionar las empresas de servicios; el CREG, que está a cargo de la regulación de los sectores de energía y gas; y la *Unidad de Planeación Minera y Energética*, que se encarga de planificar la expansión de la red de generación y transmisión.

El CREG está facultado para emitir regulaciones para regular las operaciones técnicas y comerciales y establecer cargos para las actividades reguladas. Las principales funciones del CREG son establecer las condiciones para la desregulación gradual del sector eléctrico hacia un mercado más competitivo y abierto, aprobar los cargos para las redes de transmisión y distribución y cargos por el detalle para clientes regulados, establecer la metodología

para calcular y establecer tarifas máximas para abastecer el mercado regulado, establecer regulaciones para el planeamiento y coordinación de operaciones de la SIN colombiana y establecer requerimientos técnicos para la calidad, confiabilidad y seguridad del abastecimiento y protección de los derechos de los clientes.

Generación

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

Las generadoras conectadas al SIN también reciben un “cargo por confiabilidad” que es el resultado de la Potencia Firme Obligada que proporcionan al sistema. La Potencia Firme Obligada (OEF) es el compromiso de la generadora a producir energía firme, en base su capacidad física, durante períodos de escasa hidrología. Las generadoras que tengan una OEF recibirán una remuneración fija durante el período del compromiso, independiente de que se su obligación sea requerida. Para recibir pagos por confiabilidad, las generadoras tienen que participar en licitaciones de potencia firme declarando y certificando esta potencia. Hasta noviembre de 2012, el periodo de transición, el abastecimiento de energía firme para propósitos de confiabilidad será asignado proporcionalmente a la energía firme declarada por cada generadora. La primera subasta para este periodo fue el 6 de mayo de 2008, donde participaron generadores existentes con nuevos proyectos de generación, siempre cumpliendo con los límites de participación de mercado establecidos.

Despacho y precios

La compra y venta de electricidad puede tener lugar entre generadoras, distribuidoras actuando como comercializadoras, comercializadoras (que no generan o distribuyen electricidad) y clientes no regulados. No existen restricciones para nuevos entrantes al mercado en tanto cumplan con las leyes y regulaciones aplicables.

La Bolsa de Energía facilita la venta del exceso de energía que no ha sido comprometido en ningún contrato. En la Bolsa de Energía, el precio spot horario para todas las unidades despachadas es establecido en base al precio de oferta de la unidad despachada con el más alto precio para ese periodo. Cada día, el CND recibe ofertas de precio de todas las empresas generadoras que participan en la Bolsa de Energía. Estas ofertas indican los precios diarios y la capacidad disponible por hora para el día siguiente. Sobre la base de esta información, el CND, de acuerdo al principio conocido como el “despacho óptimo” (que supone una capacidad de transmisión infinita en toda la red), clasifica a las empresas generadoras según su precio de oferta, comenzando con la oferta más baja, y establece el orden, por hora, cual generadora se despachará al día siguiente para cumplir con la demanda esperada. El sistema de ranking por precio busca que la demanda nacional sea, incrementada por la energía exportada a otros países, sea satisfecha con las unidades generadoras de menor costo disponible en el país. Además, el CND realiza el “despacho planificado”, que toma en consideración las restricciones de la red además de todas las otras condiciones necesarias para atender las demandas esperadas de energía para el día siguiente, de manera segura, confiable y eficiente en término de costos.

Si un generador entrega menos energía que la asignada por el despacho óptimo, se le cobra el precio promedio entre el precio de mercado y sus precios de oferta. Por otra parte, aquellas generadoras que entregan energía en exceso son recibidos el crédito por la diferencia. El valor neto de estas restricciones es asignado proporcionalmente a todos los comercializadores del SIN de Colombia, de acuerdo a sus demandas de energía. Algunas generadoras han iniciado acciones legales argumentando que los precios reconocidos no cubren los costos asociados con esas restricciones.

Transmisión

Las compañías de transmisión que operan redes de voltaje de al menos 220kV conforman el Sistema de Transmisión Nacional o el STN. A éstas 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. La tarifa de transmisión incluye un cargo de conexión que asegure el costo de operar las instalaciones y un cargo de uso que aplica solo a las

comercializadoras.

CREG garantiza un ingreso fijo anual a las empresas de transmisión. El ingreso es determinado por el nuevo valor de reemplazo de las redes y equipo y el valor resultante de los procesos de licitación que otorgan nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor es asignado entre las comercializadoras del STN en proporción a su demanda de energía.

La expansión del STN es llevado a cabo de acuerdo al plan de expansión modelo diseñado por la *Unidad de Planeación Minera Energética* y según los procesos de licitación abiertos a la participación de las empresas de transmisión existentes y nuevas. Estas licitaciones son administradas por el Ministerio de Minas y Energía, siguiendo los lineamientos de CREG. Así, la construcción, operación y el mantenimiento de nuevos proyectos se adjudican a la compañía que con el menor valor presente de flujos de caja necesario para llevar a cabo el proyecto. Se espera que CREG actualice los cargos de transmisión en el 2009.

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 establece precios de distribución que deberían permitir a las empresas de distribución la recuperación de sus costos, incluyendo los de explotación, mantenimiento y de capital operando eficientemente. La CREG fija los cargos de distribución para cada empresa en base al costo de reemplazo de los activos de distribución existentes, costo de capital, así como costos de operación y mantenimiento que varían dependiendo del nivel de voltaje.

Una nueva metodología para el cálculo de la remuneración de la distribución fue definido por CREG en 2008, y que fijó el costo de capital promedio ponderado en 13,9% antes de impuestos para los activos operando a 34,5kW, y en 13% antes de impuestos para los activos operando a mas de 34,5 kW. CREG también definió una nueva metodología para el cálculo de los cargos de distribución, definiendo un esquema de incentivos para los costos de administración, de operación y mantenimiento, calidad de servicio y pérdidas de energía. Se espera que, durante el primer semestre de 2009, CREG aplique las resoluciones para determinar los cargos de distribución aplicables al período 2009-2013.

Comercialización

El mercado de la distribución, al detalle, se divide en clientes regulados y no regulados. Los clientes en el mercado no regulado pueden contratar libremente el abastecimiento de electricidad de un generador o distribuidor, actuando como comercializadores o de un comercializador propiamente tal. El mercado no regulado está conformado por clientes con una demanda en punta de más de 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh, que actualmente representa aproximadamente el 32% del mercado.

La comercialización es la reventa a usuarios finales de electricidad comprada en el mercado mayorista. Puede ser realizada por generadoras, distribuidores o agentes independientes que cumplen con ciertos requerimientos. Las partes acuerdan libremente los precios de transacciones con usuarios no regulados.

La comercialización con usuarios regulados está sujeta a un “régimen regulado libre” en el que cada comercializadora fija las tarifas, utilizando una combinación de las fórmulas generales de costo dadas por el CREG y los costos de comercialización individuales aprobados por el CREG para cada comercializador. Ya que el CREG aprueba los límites a los costos, los comercializadores en el mercado regulado pueden establecer tarifas inferiores por razones económicas. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, costos de abastecimiento de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización que Se espera que los cargos por comercialización sean actualizados durante el 2009.

El 1, febrero, 2008, entró en vigencia la fórmula tarifaria. Los principales cambios en la fórmula nueva son el establecimiento de un cargo mensual fijo y la introducción de un cargo por costos de reducción de pérdidas no técnicas de energía. Adicionalmente, CREG permite a los comercializadores ofrecer opciones tarifarias a sus usuarios en el mercado regulado.

Con el fin de mejorar la determinación del precio mayorista, CREG está diseñando un nuevo esquema de abastecimiento de energía basado en licitaciones a largo plazo.

Regulación Ambiental

La Ley N° 99 de 1993 estableció el marco legal para la regulación ambiental y, entre otras cosas, estableció al Ministerio de Medioambiente como la autoridad encargada de la definición de políticas ambientales. El Ministerio define, emite y ejecuta las políticas y los reglamentos enfocados en la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de recursos renovables. Así, el uso de recursos naturales o cualquier impacto en ellos producto de cualquier actividad o proyecto requerirá de permisos y licencias ambientales y el establecimiento de planes de manejo ambiental. En particular, la ley busca la prevención de daños ambientales por parte de las entidades del sector eléctrico.

Cualquier entidad que contemple llevar a cabo proyectos o actividades en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que puedan ocasionar un deterioro ambiental, debe primero obtener una licencia ambiental.

De acuerdo a la Ley N° 99, las empresas generadoras que tienen una capacidad instalada nominal superior a 10 MW, deben contribuir a la conservación del medioambiente por medio de un pago por sus actividades. Las centrales hidroeléctricas, deben pagar el 6% de sus ventas de energía; las centrales térmicas, el 4% de sus ventas de energía. Dicho pago se entrega mensualmente a las municipalidades y a las entidades ambientales en las localidades donde se encuentran las centrales.

Perú

Estructura de la Industria

Los principales reglamentos de la industria eléctrica peruana son: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25.844) y sus reglamentos anexos, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), el Reglamento Técnico sobre la Calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo 020-97EM), la Regulación de la Importación y Exportación de Electricidad (Decreto Supremo 049-2005), la Ley Antimonopolio para el Sector Eléctrico (Ley 26.876), la Ley 26.734, que creó el régimen que supervisa las Inversiones en Energía, además de la Ley Complementaria 27.699 del Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería o Oseringmin, la autoridad peruana de reglamentos eléctricos, y los reglamentos que rigen la resolución de conflictos que surjan dentro de esta institución.

Algunas de las características más destacadas del marco regulatorio son: (i) 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 (iii) un sistema de precios regulados que se basa en el principio de eficiencia junto con un régimen de licitaciones; y (iv) la operación privada de los sistemas interconectados de electricidad sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio.

Existe un solo sistema interconectado, el SEIN, y varios sistemas aislados regionales más pequeños que proporcionan electricidad a áreas específicas.

El *Ministerio de Energía y Minas*, el MINEM define las políticas del sector de energía y regula los temas relacionados con el medioambiente, además del otorgamiento, la supervisión, el vencimiento y el término de licencias, permisos y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución.

El Oseringmin es una entidad regulatoria pública y autónoma que controla el cumplimiento de los reglamentos legales y técnicos asociados a las actividades de electricidad e hidrocarburos, el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos de concesión, además de la conservación del medioambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. La *Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria* de Oseringmin tiene la autoridad para publicar las tarifas reguladas. El *Comité de Operación Económica del Sistema*, o COES coordina la operación y despacho de electricidad del SEIN y prepara el estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos anuales de los precios de barra. El COES incluye como miembros a las empresas de generación, transmisión y distribución, así como a los usuarios con un requerimiento de potencia superior a 1 MW, el umbral de los denominados usuarios libres.

El servicio prestado por empresas eléctricas debe satisfacer con los estándares técnicos, y en caso el contrario, están sujetas a multas impuestos por el Oseringmin.

Despacho y precios

Los clientes con una demanda mensual menor de 1 MW son considerados clientes regulados y su abastecimiento de energía se define como servicio público. Sin embargo, de acuerdo a la Ley 28.832, los clientes regulados, cuya demanda mensual está dentro de un rango específico podrán optar por ser usuarios no regulados.

El acceso al mercado spot está autorizado a empresas generadoras y distribuidoras, como también a usuarios finales con una capacidad contratada mayor a 10 MW.

Transmisión

Las líneas de transmisión se dividen en principales, las que son para el uso y comercialización de todos los generadores, y secundario, las líneas que conectan una central generadora con el sistema o una subestación con una compañía distribuidora o con un cliente final La Ley 28.832, promulgada en 2006, también definió las líneas garantizadas y servicios complementarios, aplicables a proyectos comenzados con posterioridad a la promulgación de la Ley. Las líneas garantizadas son el resultado de una licitación pública y las líneas complementarias son construidas libremente y explotadas con proyectos privados. Todas las empresas generadoras tienen acceso a las líneas del sistema principal y garantizado y permiten que electricidad sea entregada a todos los consumidores. El concesionario de la transmisión recibe una remuneración anual fija, además del ingreso proveniente de las tarifas y los peajes de conexión que reflejan un cargo por kW. Todas las empresas generadoras tienen acceso a las líneas del sistema secundario, pero son utilizadas únicamente para servir a ciertos usuarios, los cuales deben efectuar los pagos en relación a su uso del sistema.

Distribución

La Ley de Desarrollo Eficiente establece un régimen de licitación para la adquisición de energía de las distribuidoras estableciendo un mecanismo que determina los precios durante la vigencia de un contrato. La aprobación de este mecanismo es importante para las generadoras, porque establece un mecanismo para la determinación del precio durante la vigencia de un contrato que no es fijado por el regulador.

Las ventas a las distribuidoras para luego revender a sus clientes regulados, se deben realizar a los precios de barra (análogos a los precios de nudo en Chile) que fija el Oseringmin o a los precios fijos que se definen en las licitaciones públicas. Los precios de barra son fijados anualmente. Los precios de barra son los máximos precios de compra de electricidad de las distribuidoras que pueden ser transferidos a los clientes regulados, salvo en el caso de los contratos celebrados como producto de una licitación pública, en cuyo caso, los precios que se transferirán a los clientes regulados serán los precios definidos en la licitación.

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

Concesiones

Se requiere una concesión para las actividades de generación eléctrica cuando una central 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 MINEM, mientras que una Autorización es simplemente un permiso unilateral otorgado por el ministerio. El MINEM concede las autorizaciones y las concesiones por un plazo ilimitado de tiempo 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 su regulación anexa.

La regulación de la cogeneración

El Decreto Supremo 037-2006 establece las reglas básicas que rigen el uso de la energía producida como resultado de cualquier actividad industrial, como las centrales de cogeneración. Estas califican para ser parte del COES y comercializar su energía en el SEIN. La cogeneración es la generación simultánea de calor y energía en un sólo proceso termodinámico.

Regulación ambiental

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

C. Estructura organizacional

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

Endesa Costanera (Argentina)

Endesa Costanera es una sociedad anónima abierta generadora de electricidad en Argentina con 2.324 MW de capacidad instalada total en Buenos Aires que incluye dos turbinas con una capacidad agregada de 1.465 MW de una instalación generadora a petróleo y a gas más una central de ciclo combinado a gas natural con una capacidad de 859 MW. La compañía fue adquirida 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 al porcentaje actual de 69,8% en febrero de 2007.

El Chocón (Argentina)

El Chocón es una empresa generadora eléctrica, constituida en Argentina, ubicada entre las Provincias de Neuquén y Río Negro, la zona de Comahue en el sur de Argentina. Cuenta con dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada acumulada de 1.320 MW. Esta concesión a 30 años fue otorgada por el estado argentino a nuestra filial, Hidroinvest S.A., que compró el 59% de las acciones en julio de 1993 durante el proceso de privatización. Endesa Chile opera El Chocón a cambio de una compensación según lo establecido en un contrato de operaciones con un plazo igual a la duración de la concesión que expira en el 2023. En marzo del 2007, Endesa Chile incrementó su participación 44,8% al 65,4%.

Endesa Eco (Chile)

El 18 de abril de 2005, Endesa Chile creó una filial llamada Endesa Eco S.A., cuyos objetivos eran promover y desarrollar proyectos de energía renovable tales como centrales de energía mini-hidro, eólicas, geo-térmicas, solares y de biomasa y actuar como depositaria y comercializadora de certificados de reducción de emisiones obtenidas por esos proyectos. A diciembre 2008, Endesa Eco tiene una capacidad instalada de 27 MW. Endesa Eco es una filial de propiedad total de Endesa Chile.

Pehuenche (Chile)

Pehuenche, una empresa de generación conectada al SIC, es propietaria de tres centrales al sur de Santiago en la cuenca hidrológica de alta pluviosidad del río Maule con una capacidad instalada total de 699 MW. Su central Pehuenche de 570 MW entró en operación en 1991, su central Curillínque 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 92,7% del capital social de Pehuenche.

Pangue (Chile)

Pangue fue creada para construir y operar la central hidroeléctrica de capacidad instalada de 467 MW en el río Bío-Bío. La primera unidad entró en operación en 1996, mientras que la segunda unidad comenzó a operar en 1997. Endesa Chile tiene el 95% del capital social de Pangue.

Celta (Chile)

Celta está constituida en Chile y fue formada en noviembre del 1995 para construir y operar una central a carbón de 158 MW y de gas/combustible de 24 MW en el SING. Endesa Chile es propietaria del 100% de Celta.

San Isidro (Chile)

San Isidro se constituyó en Chile en febrero del 1996 para construir y operar una central térmica de ciclo combinado de 379 MW en Quillota en la Quinta Región. La planta comenzó sus operaciones comerciales en 1998. Se construyó una línea de transmisión de 9 kilómetros de 220 kV 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%. En abril de 2007, San Isidro II inició operaciones con una capacidad de 248 MW en ciclo abierto. En enero de 2008, se terminó el ciclo combinado de San Isidro II con 353 MW. Para julio de 2009 se espera operar a 379 MW usando GNL. Endesa Chile es propietaria del 100% de San Isidro.

Ingendesa (Chile)

Ingendesa es una empresa de ingeniería multidisciplinaria fundada en 1990. Su propósito es proveer servicios de ingeniería, administración de proyectos y servicios relacionados en Chile e internacionalmente. Ofrece servicios de ingeniería civil, mecánica y eléctrica, metalurgia, arquitectura y medio ambiente. Endesa Chile es propietaria del 100% de Ingendesa.

Emgesa (Colombia)

Emgesa tiene una capacidad instalada de generación total de 2.895 MW. El de septiembre de 2007, *Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P.* y Emgesa S.A. E.S.P. se fusionaron en Betania y ésta cambió su nombre a Emgesa S.A. E.S.P nuevamente.

El 2 de marzo de 2006, Emgesa adquirió los activos de Termocartagena (208) MW, a través de un proceso de oferta pública. El 15 de septiembre de 1997, Central Hidroeléctrica de Betania, a través de su antigua filial Inversiones Betania S.A. y en asociación con Endesa Desarrollo S.A. de España, a través de la compañía Capital de Energía S.A. (CESA), se adjudicó el control de la empresa generadora Emgesa, con el 48,5% de las acciones. El 30 de enero de 2006 y debido una reestructuración de la compañía, CESA dejó de existir. Empresa de Energía de Bogotá S.A. tiene una participación directa en Emgesa del 51.5%. La participación indirecta de Endesa Chile en Emgesa es el 26,9%.

Edegel (Perú)

Edegel es una empresa de generación eléctrica que Endesa Chile adquirió en 1995. Actualmente Edegel es propietaria de siete centrales hidroeléctricas (Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampani, Yanango y Chimay) y dos centrales térmicas (Santa Rosa y Ventanilla), con una capacidad instalada combinada de 1.468 MW. En 2000, Edegel terminó la construcción de dos centrales hidroeléctricas, Yanango (43 MW) y Chimay (151 MW), y una línea de transmisión de 220 kV, uniendo ambas centrales al sistema peruano. En junio de 2006, Endesa Chile en Perú finalizó la fusión de Edegel y *Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.* (“Etevensa”), una generadora térmica de 493 MW. Como resultado de esta fusión, la participación de Endesa Chile en Edegel disminuyó de 37,90% a 33,1%. Endesa Chile tiene una participación con derecho de voto de 55,4% en Edegel a través de *Generandes Perú S.A.*

Ciertas Empresas Coligadas

CEMSA (Argentina)

CEMSA es responsable de la comercialización de electricidad. A la fecha de este Reporte, Endesa Chile tiene una participación indirecta en CEMSA del 45%. El otro accionista de CEMSA es Endesa España.

Electrogas (Chile)

Electrogas se incorporó a fines de 1996. Esta compañía ofrece 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 de Endesa Chile en esta compañía es el 42,5%. Los otros accionistas son Colbún S.A. y Enap.

GasAtacama (Chile)

Endesa Chile tiene una participación total del 50% en GasAtacama. A partir del 2007, Southern Cross Latin America Private Equity Fund III, L.P., mantiene la participación restante del 50% de la empresa. Filiales de este holding son 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.

El 28 de noviembre, 2008, Gas Atacama Generación S.A. y Gasoducto Atacama Chile S.A. se fusionaron en GasAtacama Generación S.A. que cambió su nombre a GasAtacama Chile S.A.

HidroAysén (Chile)

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén) fue constituida en marzo 2007. Endesa Chile posee una participación de 51% en la compañía, y Colbún S.A. un 49%. Endesa Chile no consolida HidroAysén. La compañía fue creada para desarrollar y explotar el Proyecto Aysén, un proyecto hidro ubicado en la región de Aysén.

La tabla a continuación muestra las principales empresas filiales y coligadas de Endesa Chile y la respectiva participación de propiedad de Endesa Chile en cada una:

Porcentaje de interés económico en cada filial operativa y empresa coligada por país

FILIALES (al 31 de diciembre de 2008)

GENERACION					SERVICIOS INGENIERIA	INFRAESTRUCTURA
Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú	Chile	Chile
Endesa		Pehuenche	Emgesa	Edegel	Ingendesa 100%	Túnel El Melón
Costanera		92,6%	26,9% (4)	33,1% (3)		100%
69,8%		Pangue				
El Chocón		95% (1)				
65,4%		Celta				
		100%				
		San Isidro				
		100%				
		Endesa Eco				
		100%				

Empresas coligadas

CEMSA	Endesa	
45%	Brasil (2)	GasAtacama 50%
	37,65%	Electrogas 42,5%
		Gasoducto Atacama
		Chile 50%(5)
		Gasoducto Atacama
		Argentina 50%
		Gasoducto Taltal 50%
		Transquillota 50%
		HidroAysén 51%

- (1) Endesa Latinoamérica (antiguamente Endesa Internacional), una filial de Endesa España, cuenta con un 5,01% de participación en Pangue.
- (2) La participación económica en Endesa Brasil disminuyó de 37,85% a diciembre de 2005 a 37,65% a diciembre de 2006 como consecuencia de la reducción de la participación indirecta de Endesa Chile en Edegel debido a la fusión de Edegel y Etevensa.
- (3) En Junio de 2006 se fusionaron Edegel y *Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.* ("Etevensa"), una generadora termoeléctrica de 493 MW.

- (4) El 1 de septiembre de 2007, Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. y EMGESA S.A. E.S.P se fusionaron en Betania y ésta cambió su nombre a EMGESA S.A. E.S.P.
- (5) El 28 de noviembre, 2008, Gas Atacama Generación S.A. y Gasoducto Atacama Chile S.A. se fusionaron en GasAtacama Generación S.A. que cambió su nombre a GasAtacama Chile S.A.

La tabla que aparece a continuación muestra la participación directa e indirecta de Endesa Chile en todas las compañías al 31 de diciembre de 2008:

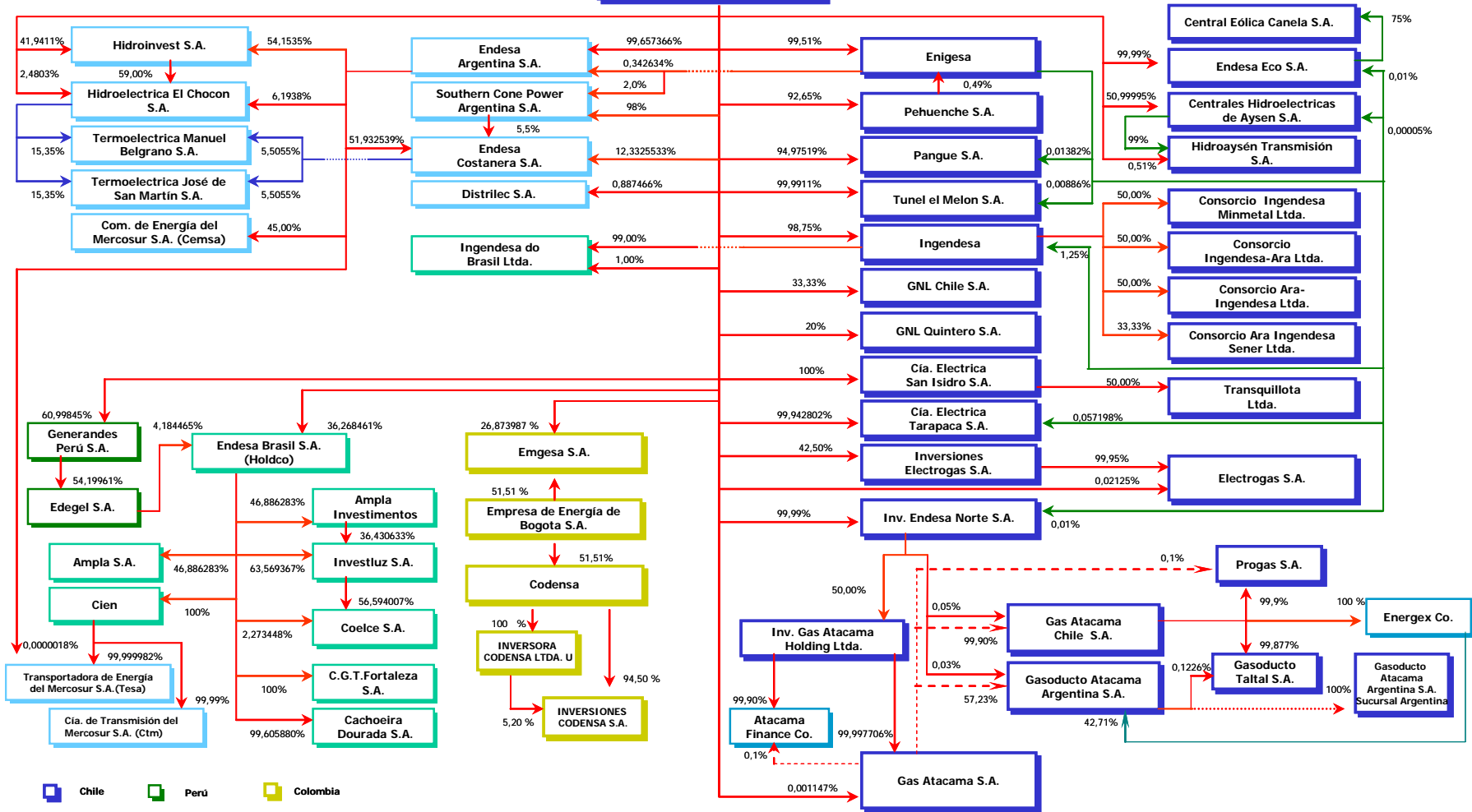
ENDESA CHILE

Al 31 de diciembre de 2008

INTERNACIONALES

NACIONALES

ENDESA CHILE



D. Propiedades, Plantas y Equipos

Las principales propiedades de Endesa Chile en Chile consisten en sus 26 centrales de generación eléctrica detalladas a continuación además de los 27.793 metros cuadrados que conforman los edificios de su casa matriz en Santiago.

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

Endesa Chile consolida los ingresos de compañías generadoras en Argentina, Colombia y Perú que consisten en un total de 25 centrales de generación detalladas a continuación, las cuales se suman a las centrales en Chile para un total de 51 centrales generadoras. La gerencia de cada filial es responsable de aprobar la cobertura de seguro que se contrata en el exterior, tomando en consideración la calidad de las aseguradoras junto con las necesidades, condiciones y evaluaciones de riesgo de cada instalación generadora y se basa en las pautas corporativas generales.

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 eléctricas de Endesa Chile, al final de cada año y sus características básicas:

País y Compañía	Nombre de Central	Tipo de Central (1)	Capacidad Instalada (MW)(2)		
			2006	2007	2008
Argentina					
Endesa Costanera	Total		2.319	2.324	2.324
	Costanera Turbina Vapor	Turbina a vapor /Gas Natural + Combustible	1.138	1.138	1.138
	Costanera Ciclo Combinado II	Ciclo combinado /Gas Natural +Diesel	859	859	859
	Central Buenos Aires Ciclo Combinado I	Ciclo combinado /Gas Natural	322	327	327
El Chocón	Total		1.320	1.320	1.328
	El Chocón	De Embalse	1.200	1.200	1.200
	Arroyito	De Pasada	120	120	128(3)
Total Capacidad en Argentina			3.639	3.644	3.652
Chile					
Endesa Chile.....	Total		2.754	3.034	3.139
	Total Hidroeléctrica		2.254	2.286	2.286

Rapel	De Embalse	377	377	377
Cipreses	De Embalse	106	106	106
El Toro	De Embalse	450	450	450
Los Molles	De Pasada	18	18	18
Sauzal	De Pasada	77	77	77
Sauzalito	De Pasada	12	12	12
Isla	De Pasada	68	68	68
Antuco	De Pasada	320	320	320
Abanico	De Pasada	136	136	136
Ralco	De Embalse	690	690	690
Palmucho	De Pasada	—	32(4)	32
Total Térmico		500	748	853
Huasco	Turbina a vapor/Carbón	16	16	16
Bocamina	Turbina a vapor/Carbón	128	128	128
Diego de Almagro (5)	Turbina a gas/ Diesel	47	47	47
Huasco	Turbina a gas/IFO 180 Oil	64	64	64

País y Compañía	Planta	Tipo de Planta (1)	Capacidad Instalada (MW)(2)		
			2006	2007	2008
	Tal-Tal	Turbina a gas/Gas Natural/ Diesel (6)	245	245	245
	San Isidro II	Turbina a gas/ Diesel (7)	—	248	353
Pehuenche	Total		695	699	699
	Pehuenche	De Embalse	566	570(3)	570
	Curillinque	De Pasada	89	89	89
	Loma Alta	De Pasada	40	40	40
Pangue	Pangue	De Embalse	467	467	467
San Isidro	San Isidro	Ciclo Combinado /Gas Natural+Diesel	379	379	379
Celta	Total		182	182	182
	Tarapacá	Turbina a vapor/Carbón	158	158	158
	Tarapacá	Turbina a gas/Diesel	24	24	24
Endesa Eco	Total		—	18	27
	Canela	Parque eólica	—	18(8)	18
	Ojos de Agua	De Pasada	—	—	9
Total Capacidad en Chile.....			4.477	4.779	4.893
Colombia					
Emgesa	Total		2.238	2.829(9)	2.895(9)
	Guavio	De Embalse	1.163	1.213(10)	1.213
	Paraíso	De Embalse	276	276	276
	La Guaca	De Pasada	325	325	325
	Termozipa	Turbina a vapor/Carbón	236	236	236

País y Compañía	Planta	Tipo de Planta (2)	Capacidad Instalada (MW)(1)		
			2006	2007	2008
Betania (9)	Cartagena (11)	Turbina a vapor/ Natural Gas + Diesel	142	142	208
	Plantas Menores (12)	De Pasada	96	96	96
	Betania (9)	De Embalse		541	541
	Betania	De Embalse	541		
Total Capacidad en Colombia			2.779	2.829	2.895
Perú					
Edegel.....	Total		1.426	1.469	1.467
	Huinco	De Pasada	247	247	247
	Matucana	De Pasada	129	129	129
	Callahuanca	De Pasada	75	80 ⁽¹³⁾	80
	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	Turbina a gas/Diesel	229	231	229 ⁽¹⁴⁾
	Ventanilla (15)	Ciclo Combinado/Gas Natural	457	493 ⁽¹⁶⁾	493
Total Capacidad en Perú.....			1.426	1.469	1.467
Capacidad Consolidada			12.320	12.721	12.906

(1) “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.

“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.

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

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

“Parque eólico” se refiere a la tecnología que transforma energía cinética del viento en electricidad.

- (2) Las capacidades instaladas, fueron certificadas por Bureau Veritas, de conformidad con la Norma No. 038 de Endesa Chile, “Definición de la energía máxima en centrales Hidroeléctricas y termoeléctricas de Chile”. Las cifras pueden diferir de la capacidad declarada ante los organismos regulatorios de cada país de acuerdo a los marcos regulatorios de cada autoridad y condiciones contractuales.
- (3) En noviembre 2008, la central Arrollito aumentó su capacidad instalada por una mayor elevación de la represa.
- (4) La central de Palmucho inició operaciones comerciales el 28 de noviembre de 2007
- (5) Incluye una unidad adicional de Diego de Almagro (23MW) que Endesa Chile alquila a Codelco desde 2001.
- (6) Hasta marzo 2008, solo una de las unidades podía utilizar diesel como combustible. Desde esa fecha, ambas unidades pueden operar con gas natural y diesel.
- (7) La central de San Isidro II inició operaciones comerciales a ciclo abierto el 23 de abril de 2007. La operación comercial en ciclo combinado empezó en enero 2008
- (8) Parque eólico Canela inició operaciones comerciales el 27 de diciembre de 2007.
- (9) Durante el 2007, Emgesa se fusionó en Betania, agregando los activos de Betania a Emgesa.
- (10) El 12 de febrero, 2007 las 5 unidades de la central de Guavio fueron repotenciadas (240 MW cada una).
- (11) Comprado en 2006. Hasta el 2007, las cifras representan la capacidad de unidades 1 y 3. La unidad 2 fue agregada en 2008, después de su renovación y recuperación de capacidad.

- (12) Plantas menores son registradas con una capacidad total de 96,1 MW. Al 31 de diciembre de 2008 Emgesa contaba y operaba cinco centrales menores: *Charquito, El Limonar, La Tinta, Tequendama y La Junta*. El 1 de enero, 2006, la planta menor San Antonio (19,5 MW) fue retirada del SIN.
- (13) En 2007, se re potenció la central de Callahuanca.
- (14) Durante 2008, la capacidad instalada de Santa Rosa fue redefinida de acuerdo a lo solicitado por la autoridad relevante.
- (15) Durante 2006 Edegel y Etevensa se fusionaron y Edegel incorporó la central Ventanilla a sus activos de generación.
- (16) El regulador notificó una capacidad máxima con combustible adicional de la central de Ventanilla en 2007

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.

A diciembre de 2008, la Compañía ha recibido la certificación internacional Standard ISO 14.001 del 99% de su capacidad instalada en América de Sur.

Durante 2008, Endesa Chile obtuvo la certificación de cuatro centrales adicionales en Chile: planta termoeléctrica San Isidro II (353 MW), planta hidroeléctrica Palmucho (32 MW), parque eólico Canela I (18.15 MW), y planta mini hidroeléctrica Ojos del Agua (9 MW), alcanzando un total de 48 de 51 instalaciones de generación, que produjeron el 96% de toda la generación eléctrica del año 2008 de la Compañía.

Proyectos de Inversión Terminados durante el 2008

Chile. Proyecto de la Central de San Isidro

Este proyecto consiste en la instalación de una turbina a gas de ciclo combinado de 379 MW ubicada cerca de San Isidro, Región de Valparaíso. El proyecto tiene tres etapas de desarrollo:

- Etapa 1: Operación de la turbina a gas como ciclo abierto usando diesel (248 MW). Las operaciones comerciales se iniciaron en abril de 2007.
- Etapa 2: Operación de la turbina a gas como ciclo combinado usando diesel y alcanzando 353 MW. En diciembre de 2007, San Isidro 2 se sincronizó como ciclo combinado. La unidad de vapor inició operaciones comerciales en enero de 2008.
- Etapa 3: Operación de la turbina a gas como ciclo combinado usando GNL en 2009. (sujeto a la disponibilidad de GNL), esperando tener una capacidad de 377 MW de capacidad.

Chile. Conversión a diesel de Turbina a Gas de Taltal

La central Taltal estaba originalmente diseñada para operar con gas natural, pero fue posteriormente convertida para usar diesel. La unidad comenzó a utilizar diesel en marzo 2008.

Chile: Ojos de Agua

Este proyecto consiste en la construcción de una mini central hidroeléctrica en la Región del Maule, que aprovecha las filtraciones de la laguna “La Invernada” para operar una turbina de 9 MW. Endesa Eco desarrolló este proyecto, y operaciones comerciales comenzaron en junio 2008.

Durante el 2007, la excavación del túnel de aducción fue terminada y se inició el ensamblaje del equipo eléctrico-mecánico. Se ha planificado su inicio de operaciones para la primera mitad del 2008.

Proyectos en construcción

Chile. Expansión de la Central Bocamina, segunda unidad

Ubicada en el distrito de Coronel, Región del Bío-Bío. Este proyecto se beneficia de los servicios portuarios existentes, así como de algunas instalaciones auxiliares, construidas para almacenar carbón y eliminar cenizas. La segunda unidad usará carbón pulverizado y la última tecnología para la reducción de

emisiones. Su capacidad instalada se estima en 370 MW y el inicio de operaciones está planificado para el 2010.

Chile. Terminal de Recepción de GNL en Quintero, Región de Valparaíso

GNL Quintero S.A., de propiedad de British Gas o BG (40%), ENAP (20%), Metrogas (20%) y Endesa Chile (20%) se constituyó el 9 de marzo de 2007 bajo las leyes de la República de Chile. GNL Quintero pretende desarrollar, construir, financiar y operar una instalación de regasificación GNL en la bahía de Quintero que descargará, almacenará y regasificará el GNL.

Actualmente el proyecto se encuentra en construcción por parte de Chicago Bridge & Iron. La operación comercial de la instalación es garantizada por el contratista EPC, con una primera etapa de 6 millones de metros cúbicos diarios a mediados de 2009 y una capacidad de envío final de GNL de 9,6 millones de metros cúbicos diarios (2,5 mtpa) y dos estanques de contención de GNL de 160.000 metros cúbicos en el 2010.

Argentina: Proyecto Central Manuel Belgrano y Proyecto Central José de San Martín

Dos centrales térmicas están siendo desarrolladas por Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y Termoeléctrica José de San Martín S.A., ambas relacionadas con Endesa Chile por medio de sus filiales, Endesa Costanera y El Chocón.

Cada proyecto consiste en la instalación de una turbina a gas de ciclo combinado de 823 MW, la primera ubicada al lado de Campana (80 km al norte de Buenos Aires), y la segunda en Timbúes (35 km al norte de Rosario).

Durante el 2008, comenzaron las operaciones de ambas turbinas a gas en ciclo simple utilizando gas natural. Un par de meses después, también estaban habilitadas para operar con gas oil como combustible alternativo.

Durante 2008, Manuel Belgrano produjo 435,9 GWh y Termoeléctrica José de San Martín S.A. 568,3 GWh. Las operaciones comerciales para el ciclo combinado se esperan para la segunda mitad del 2009.

Perú: Proyecto de Expansión de la Central Térmica de Santa Rosa

Este proyecto consiste en la expansión de la central térmica de Santa Rosa, 227 MW, por medio de la construcción de una turbina a gas en ciclo abierto. La nueva unidad tendrá una capacidad de aproximadamente 188 MW y usará gas natural de Camisea como combustible. En enero 2008, se firmó un contrato llave en mano con Siemens Power Generation para su instalación. Se planea tener el inicio de operaciones para diciembre de 2009.

Chile: Proyecto Parque Eólico Canela II

Parque eólico Canela II incluye la expansión del parque existente de 18MW con la instalación de una turbina de adicional de 60 MW en el sitio adjunto. Se espera que esté operando comercialmente antes de fines del año 2009.

Chile: Tubería Quintero Quillota

El proyecto desarrollado por Electrogas, involucra la instalación de una tubería de 28,1 kilómetros de largo para transportar el gas natural obtenido en el terminal de recepción de GNL en Quintero. La tubería está lista para el transporte de gas en marzo 2009.

En el año 2007, suscribimos dos contratos con GNLQ, uno para el transporte a firme de 15 millones de metros cúbicos diarios para el período 2009-2029, y otro para la interconexión entre las instalaciones de producción de gas y transporte de gas.

Proyectos bajo desarrollo

Endesa Chile analiza continuamente diferentes oportunidades de crecimiento en los países en los que participa. Los proyectos más relevantes actualmente en curso son:

Chile: Proyecto Los Cóndores

Este proyecto, que ya cuenta con la aprobación medio ambiental, se ubica en la cuenca del Río Maule, en la séptima región, y consiste en una central hidroeléctrica de 150 MW, que recibiría los caudales del embalse Maule con una cañería de hormigón con un largo de 4 kilómetros y un túnel de 9 kilómetros de largo. Durante el 2008, se desarrollaron los procesos de licitación de obras civiles y suministro de equipos electromecánicos.

Chile. Proyecto Mini Hidro Piruquina

Desarrollado por Endesa Eco, el proyecto se ubica en la isla de Chiloé, a 17 km de Castro. Consiste en una central hidroeléctrica de pasada que aprovechará el caudal del Río Carihueico. De acuerdo al estudio de factibilidad, la capacidad instalada de la central será de 7,6 MW. Durante el 2008, hubo progreso en la preparación del Estudio de Impacto Ambiental y la documentación básica de ingeniería para llamar a la licitación de obras civiles y equipamiento.

Chile. Proyecto Hidroeléctrico Neltume-Choshuenco

Los proyectos Neltume y Choshuenco se ubican en la parte alta de la cuenca del Río Valdivia en la Región de Los Ríos. El proyecto Neltume consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de 473 MW. El proyecto Choshuenco usa el caudal del río Llanquihue como fuente, en la confluencia de los ríos Fui y Neltume, con posibilidad de construir una central hidroeléctrica de pasada de 128 MW.

Durante el 2008, hubo avances en la preparación del Estudio de Impacto Ambiental y en la documentación básica de ingeniería para llamar a la licitación de obras civiles y equipamiento.

Chile. Proyecto HidroAysén

El proyecto hidroeléctrico HydroAysén consiste en cinco centrales hidroeléctricas, con una capacidad agregada de 2.750 MW, dos en el Río Baker (660 MW y 360 MW) y las otras tres en el Río Pascua (500 MW, 770 MW y 460 MW). La conexión a la red eléctrica del SIC consiste en aproximadamente 2.000 kilómetros de línea de transmisión de corriente directa de 500 kV de voltaje, o "CDAV".

El 14 de agosto HydroAysén presentó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a la Corema de la Región de Aysén, comenzando así el proceso formal de evaluación, que permitió que comiencen ciertos trabajos. En octubre, comenzaron introduciendo los proyectos a discusión en las comunidades relevantes.

En noviembre, HydroAysén recibió de la Corema el reporte consolidado de aclaraciones y enmiendas requeridas al EIA, que incluye extensos comentarios de los servicios públicos y de la comunidad. Por consiguiente, HydroAysén solicitó una extensión de nueve meses al plazo para responder tal reporte.

Los trabajos en HydroAysén se han concentrado en la ingeniería y estudios ambientales. La compañía se contactó directamente con las comunidades locales a través de mesas redondas, atendidas por residentes y sus representantes.

HidroAysén contrató a Transelec, una compañía de transmisión no relacionada, el diseño y estudio de ruta para la línea CDAV que llevará la energía al SIC.

Colombia: Proyecto Hidroeléctrico Quimbo

La central hidroeléctrica de Quimbo se ubicará en el departamento de Huila, en el Rio Magdalena, aguas arriba de la central Betania. Tendrá una capacidad instalada de 400 MW a través de dos unidades de generación. Se espera que El Quimbo comience operaciones en el 2014.

Durante el 2008, el Ministerio del Ambiente, permitió comenzar el Estudio de Impacto Ambiental. Además, se completaron los estudios de pre-factibilidad definitivos y comenzó el diseño básico. La adjudicación del contrato se espera para el año 2009, una vez que las licencias ambientales y los permisos se aprueben.

Como resultado del proceso de adjudicación, Emgesa asumió el compromiso de ofrecer potencia firme de El Quimbo a partir de diciembre 2014.

Cambios Climáticos

La Compañía ha estado involucrada hace mucho tiempo en realizar esfuerzos para desarrollar proyectos de energía renovable (ERNC) y en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (“CO₂”). Estos proyectos en Chile incluyen los parques eólicos Canela I (en operación) y II (en construcción), y unidades mini hidro, tales como, Ojos del Agua (en operación) y Píruquina (en evaluación por autoridades ambientales). Estas centrales y proyectos son el primer paso en el desarrollo de plantas ambientalmente más amigables en el resto de los países en que operamos.

Las centrales y proyectos ERNC no solo proveen energía limpia, sino que también permiten a la compañía transar “bonos de carbono” en el mercado internacional, relacionado con los gases efecto invernadero (“GEI”). La central mini hidro Ojos del Agua fue registrada como un Mecanismo de Desarrollo Limpio (“CDM”) en abril 2007 en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC) y el parque eólico Canela I fue registrado en 2009. A la fecha de este Reporte, un consultor independiente está verificando el monto, en toneladas, de CO₂ equivalente de la planta Ojos de Agua en el periodo inicial del segundo semestre de 2008, con el fin de permitir a la Compañía transar dichas emisiones. El monto estimado para este período es 8.000 toneladas de CO₂; sin embargo, hacia adelante, estimamos 20.870 toneladas de CO₂ equivalente por año. Como Canela I no fue registrada como CDM en 2008, está en el proceso de verificación y luego comercializará las toneladas de CO₂ equivalente para el 2008 en el mercado abierto. El monto estimado de Canela I para el 2008 es 18.000 toneladas de CO₂ equivalente.

La empresa también está consciente de que la generación hidroeléctrica es la fuente de energía más limpia para el medio ambiente en Chile. Aproximadamente el 63% de la capacidad instalada consolidada de la Compañía es hidroeléctrica mientras que en Chile la hidroelectricidad representa el 71% de nuestra capacidad instalada. Adicionalmente, la Compañía está activamente involucrada en desarrollar nuevas centrales hidroeléctricas, tales como HidroAysén en Chile, que tendrá una capacidad instalada de 2.750 MW y El Quimbo en Colombia, con una capacidad instalada proyectada de 400 MW.

Las emisiones de CO₂ (GHG) de la Compañía para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2008, fueron 7,6 millones de toneladas en 2006, 11,5 millones de toneladas en 2007 y 11,5 millones de toneladas en 2008.

Los gravámenes mayores

La deuda de Endesa Costanera con la *Mitsubishi Corporation* corresponde al saldo por pagar en la compra de equipos. Al 31 de diciembre de 2008, el valor de los activos puestos en garantía para esta deuda sumó Ch\$ 74 mil millones. Adicionalmente, Endesa Costanera ha ejecutado gravámenes a activos a favor de *Credit Suisse First Boston* con el fin de garantizar un crédito por la suma de Ch\$ 27 mil millones al 31 de diciembre de 2008.

Pangue ejecutó la primera hipoteca de los derechos de agua, la propiedad donde se ubica la central y la concesión. También hay un gravamen sobre las líneas eléctricas, la maquinaria y los equipos de la central. Ambos incluyen la prohibición de la venta, enajenación o gravamen adicional de dichos activos. El valor de los equipos puestos en prenda fue Ch\$ 107 mil millones al 31 de diciembre de 2008. Estos gravámenes y prohibiciones garantizan las obligaciones de Panque S.A. ante los acreedores del proyecto: Export Development Corporation y Kreditanstalt für Wiederaufbau.

Edegel tiene una deuda originada en el financiamiento de la central Ventanilla. El valor de los equipos puestos en prenda para esta deuda fue Ch\$ 135 mil millones al 31 de diciembre de 2008.

El proyecto GNLQ requirió que los auspiciadores, incluyendo Endesa Chile, entregaran en garantía a los acreedores, sus acciones de GNLQ.

Ítem 4A. Comentarios no resueltos de la administración

Ninguno.

Ítem 5. Resumen Operativo y Financiero y Perspectivas

A. Resultados Operativos

General

E análisis que sigue a continuación se debe leer en conjunto con nuestros estados financieros consolidados auditados incluidos en el Ítem 18 del presente reporte anual y los “Datos financieros seleccionados” incluidos en el Ítem 3 del presente documento. Nuestros estados financieros consolidados se preparan de acuerdo a los GAAP de Chile que difieren en algunos aspectos importantes de los U.S. GAAP. Véase la Nota 36 a nuestros estados financieros consolidados auditados.

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

Somos dueños y operamos compañías de generación eléctrica en Chile, Argentina, Colombia, y Perú. También tenemos una porción minoritaria en el patrimonio de Endesa Brasil, que tiene filiales de generación eléctrica que son operadas por nosotros. Los ingresos, flujos de caja y utilidades provienen principalmente de la actividad de generación eléctrica de Endesa Chile misma y nuestras filiales y compañía coligadas que operan en estos cinco países. Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008, los ingresos no relacionados con la generación representaron el 5%, 5% y 3%, respectivamente, de todos los ingresos consolidados en cada uno de los tres años.

Factores tales como condiciones hidrológicas, desarrollos regulatorios, acciones extraordinarias realizadas por autoridades gubernamentales y circunstancias económicas, incluyendo tasa de crecimiento, y tipos de cambio, en cada uno de los países en los cuales operamos, constituyen factores importantes a la hora de determinar nuestros resultados financieros. Véase el “Ítem 3 Información esencial – Factores de Riesgo”. Además, nuestros resultados operacionales y la posición financiera que informamos han sido afectados considerablemente por el BT 64 que se relaciona con la consolidación de los resultados de nuestras compañías fuera de Chile, además de otras políticas contables críticas.

La estrategia que aplicamos a nuestra cartera, permite que el impacto de los cambios importantes en un país a veces se compense con cambios contrarios en otros países, llevando a un impacto no significativo en las cifras consolidadas. A continuación se presenta el impacto que tienen estos factores en nosotros para los años tratados en el presente Reporte.

a. Condiciones Hidrológicas

En lo que se refiere a la capacidad instalada en los años, 2006, 2007 y 2008, aproximadamente el 64%, 63% y 62% de la capacidad instalada consolidada total de Endesa Chile, respectivamente, fue hidroeléctrica. La capacidad hidroeléctrica instalada a nivel consolidado fue de 7.876 MW al 31 de diciembre de 2006, 7.968 MW, al 31 de diciembre de 2007 y 7.985 MW, al 31 de diciembre de 2008. Leal incremento en capacidad hidroeléctrica total entre 2007 y 2008 provino principalmente de El Chocón y Endesa Chile. (Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía – A. Historia y Desarrollo de la Compañía”). . Al 31 de diciembre de 2008, el 62% de nuestra capacidad de generación consolidada 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 2006 y 2008 no han ocasionado cambios importantes en nuestra condición financiera ni en los resultados operacionales de Endesa Chile. La generación hidroeléctrica fue 38.617 GWh en 2006, 32.688 GWh, en 2007, y 32.315 GWh, en 2008. El descenso de generación en 2008 está asociado con las condiciones más secas en Chile, Argentina y Perú. El resultado de explotación total fue Ch\$541,8 mil millones en 2006, Ch\$570,8 mil millones en 2007 y Ch\$893,4 mil millones en 2008, expresados en pesos de diciembre de cada año.

En Endesa Chile podemos suplir 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. Nuestra capacidad térmica y la posibilidad de adquirir electricidad de otras generadoras, dado el marco regulatorio de la industria en estos países, nos permiten aumentar nuestra generación térmica o las compras de electricidad de otros actores de la industria con el fin de mantener el nivel de ventas físicas cuando las condiciones hidrológicas ocasionan una reducción en la generación hidroeléctrica. Además, dados la estructura de la industria y el porcentaje de la capacidad de generación hidroeléctrica en los países donde operamos, cuando la hidrología es baja, por lo general el precio de mercado de la electricidad aumenta. Por ende, una hidrología baja puede llevar mayores ingresos (dependiendo de la ponderación de todos los efectos) y a veces, mayores resultados operacionales.

En relación a los gastos, los costos de explotación de la generación térmica y las compras de energía son siempre mayores que el costo variable de la generación hidroeléctrica. 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 consecuencia, el impacto que tiene una hidrología baja en los resultados operacionales depende de la sensibilidad o la reacción del precio de electricidad en el mercado, de la gravedad del impacto de las condiciones hidrológicas en la generación hidroeléctrica de la Compañía, del costo de la generación térmica de la Compañía y de la necesidad de realizar compras de energía. El efecto de la baja hidrología 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 lleva a un impacto insignificante en los resultados operacionales.

b. Los Cambios Regulatorios

La estructura reglamentaria que rige la industria eléctrica en los cinco países donde operamos constituye un factor importante que puede tener un impacto significativo en los resultados operacionales de nuestras compañías. En particular, los reguladores establecen tarifas de generación que toman en consideración principalmente el costo del combustible, nivel de embalses, tasa de cambio, inversión futura en capacidad instalada y crecimiento de la demanda, todo lo cual pretende permitir a las empresas ganar un nivel regulado de retorno sobre la inversión y garantizar la calidad y confiabilidad del servicio. Así, los ingresos de nuestras filiales son determinados en gran parte por las acciones de los reguladores gubernamentales, principalmente a través del proceso de fijación de tarifas. Para información adicional con respecto al marco regulatorio en los países en que operamos véase “Ítem 4. Información sobre la Compañía – B. Visión General del Negocio – Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica.”

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, debido a su impacto en la demanda de electricidad, y el tipo de cambio de la moneda local frente al dólar, lo que afecta los ingresos y gastos además de los activos y pasivos, dependiendo del porcentaje que se encuentre denominado en dólares. Como resultado, la devaluación de las monedas locales frente al dólar reduce nuestros márgenes operacionales e incrementa el costo de las inversiones. Ver “Ítem 3. Información Esencial – D. Factores de Riesgo – Los riesgos cambiarios pueden tener un efecto adverso en nuestros resultados operacionales y en nuestra condición financiera”.

Crecimiento Económico y Demanda de Electricidad

El crecimiento de la economía de la mayoría de los países en los cuales operamos fue adversamente

impactado por la crisis financiera mundial en 2008. La demanda de electricidad también fue menor que la del año anterior debido a la restricción económica en estos países. La tasa del crecimiento del PIB y de la demanda de electricidad para los años abordados en el presente Reporte se indica en la tabla que aparece a continuación:

	2006		2007		2008	
	Crecim. PIB (%)	Crecim. Demanda eléctrica (%)	Crecim. PIB (%)	Crecim. Demanda eléctrica (%)	Crecim. PIB (%)	Crecim. Demanda eléctrica (%)
Chile (2).....	4,3	6,0	5,1	4,5	3,2	0,3
Argentina.....	8,5	5,9	8,7	5,2	7,0	2,9
Colombia.....	6,8	4,1	7,7	4,0	2,5	2,7
Brasil.....	3,8	3,9	5,4	4,8	5,1	2,6
Perú.....	7,7	7,7	8,9	10,7	9,8	9,7

(1) Fuentes: Para Chile, Banco Central de Chile. Para Argentina, Colombia, Brasil y Perú, Perspectivas de la Economía Mundial (abril 2009) del Fondo Monetario Internacional y datos físicos de energía internos de la compañía para 2006-2008.

(2) Crecimiento de la demanda de electricidad en el Sistema Interconectado Central (SIC).

Tasa de Cambio de Monedas Locales

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

El endeudamiento consolidado total de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2008 fue \$4.343 millones, de los cuales 65% se denominaba en dólares y 15% en pesos chilenos, 16% en pesos colombianos, 3% en soles y 1% en pesos argentinos.

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

	Los tipos de cambio de monedas locales con el dólar					
	2006		2007		2008	
	Promedio	Fin ejer.	Promedio	Fin ejer.	Promedio	Fin ejer.
Chile (peso por dólar).....	529,64	532,39	521,7	496,89	521,8	636,45
Argentina (peso por dólar).....	3,08	3,061	3,14	3,149	3,16	3,45
Colombia (peso por dólar).....	2.358,3	2.239,0	2.074	2.014	1,963	2,246
Brasil (reais por dólar).....	2,17	2,14	1,94	1,77	1,83	2,34
Perú (sol por dólar).....	3,27	3,20	3,13	2,99	2,92	3,14

Para el período de doce meses que termina el 31 de diciembre de 2008, nuestros ingresos alcanzaron los \$3.915 millones, aproximadamente el 19% de los cuales estaban denominados en dólares y aproximadamente el 49% se vinculaba de alguna manera con esa misma divisa. En relación al balance total de ingresos, el equivalente a \$88 millones corresponde a pesos, \$542 millones a pesos colombianos, \$555 millones a pesos argentinos y \$70 millones a soles peruanos.

d. El Boletín Técnico 64 y otras políticas contables críticas

El Boletín Técnico 64

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

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

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

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

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

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

La reconciliación con U.S. GAAP

Nuestros estados financieros consolidados se han preparado de conformidad a los GAAP de Chile que difiere de los U.S. GAAP en algunos aspectos importantes. Véase la Nota 36 a nuestros estados financieros consolidados para una descripción de las principales diferencias entre los GAAP de Chile y el U.S. GAAP, además de una conciliación con el U.S. GAAP de la utilidad neta y del patrimonio.

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

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

	<u>GAAP de Chile</u>	<u>U.S. GAAP</u>
	(en millones de pesos Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2008)	
Utilidad neta al año terminado el 31 de diciembre:		
2006.....	221.685	247.828
2007.....	209.566	197.591
2008.....	442.592	394.902
Patrimonio de los accionistas al 31 de diciembre:		
2006.....	2.098.600	1.688.864
2007.....	2.051.923	1.738.957
2008.....	2.364.524	1.905.724

Políticas contables críticas

La Emisión de Reporte Financiero FR-60 promueve que todas las empresas incluyan una discusión de políticas o métodos contables críticos usados en la preparación de estados financieros. 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. En muchos casos los GAAP de Chile dicta específicamente el tratamiento contable de una transacción en particular sin permitir que la administración se pronuncie respecto de su aplicación. 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.

Deterioro de Activos de Larga Vida

De acuerdo con los GAAP chilenos, la empresa evalúa la recuperabilidad del monto en balance de propiedades, plantas y equipos y otros activos de larga vida en relación con su valor recuperable (calculado en base al desempeño operativo y futuros flujos de caja del negocio subyacente), evaluado en base a cada entidad individualmente, para determinar si existe deterioro. Estos estándares requieren que una pérdida por deterioro sea reconocida en el hecho de que los eventos y circunstancias indiquen que la cantidad reconocida de un activo puede no ser recuperable totalmente. El deterioro se registra en base al “valor útil” (“valor útil” es el valor presente de los futuros flujos de caja estimados) comparado con los montos de transferencia actuales. Las estimaciones más importantes que se hacen a la hora de determinar la recuperabilidad de activos de larga vida dependen de las expectativas relacionadas con el plan de negocios de la empresa, incluyendo el escenario macroeconómico y los supuestos con respecto al crecimiento del PGB, inflación, tasas de interés, estimaciones de crecimiento de la demanda de energía, capacidad instalada estimada, hidrología, marcos regulatorios que gobiernan tarifas, costos fijos y variables, entre otros, todos los cuales tienen un impacto significativo en el cálculo.

El deterioro de nuestras propiedades, plantas y equipos y otros activos de larga vida pueden tener un impacto adverso significativo sobre nuestras utilidades operacionales de cualquier periodo dependiendo de los resultados de las pruebas de deterioro. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006, la administración concluyó que el valor libro de nuestros activos no excedía su valor recuperable. Dado ciertos factores económicos claves, sujetos a la fluctuación, las condiciones climáticas y precios internacionales de los combustibles usados en la producción de energía, es probable que las condiciones de operación esperadas puedan cambiar significativamente de un periodo a otro.

Depreciación del Menor valor de la inversión

Bajo GAAP chileno, el tratamiento contable del menor valor de la inversión requiere que la administración estime el periodo de amortización adecuado y evalúe la recuperabilidad del valor devengado del menor valor de la inversión en situaciones en que pueda haber una pérdida. El periodo máximo de amortización de menor valor de la inversión permitido bajo GAAP chileno es de 20 años. Los siguientes factores son tomados en consideración en la estimación del periodo de amortización adecuado:

- Vida útil esperada del negocio y las expectativas en términos de futuros beneficios asociados con el negocio o con los activos no identificables;
- Actuaciones esperadas de parte de competidores y potenciales competidores; y
- Provisiones legales, regulatorias o contractuales que puedan afectar la vida útil.

El análisis de recuperabilidad del menor valor de la inversión es llevado a cabo sistemáticamente al final de cada año o de manera más frecuente si se estima necesario.

En el cálculo de la recuperabilidad del menor valor de la inversión hemos usado el “valor útil”. Proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos determinados en base a escenarios macroeconómicos con consideraciones con respecto al crecimiento del PGB, inflación, tasas de interés, tipos de cambio, estimaciones de crecimiento de la demanda de energía, capacidad instalada estimada, hidrología, marcos regulatorios que gobiernan tarifas, costos fijos y variables, entre otros, todos los cuales tienen un impacto significativo en el cálculo. Por tanto, los cálculos incluyen las mejores estimaciones posibles para los ingresos y costos de las diversas empresas usando proyecciones de la industria, experiencia pasada y expectativas futuras para los próximos años además de tasas de crecimiento razonables para esos años.

En base a los resultados de estas estimaciones para las diversas unidades de generación de caja, la administración considera que al 31 de diciembre de 2008, el menor valor de la inversión contabilizada será totalmente recuperable en el futuro.

Litigios y Contingencias

La empresa está involucrada en algunos procedimientos legales y tributarios. Como se discute en la nota 29 de nuestros Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2008, hemos estimado los probables

costos de la resolución de estas demandas. Hemos llegado a este estimado consultando con nuestros asesores legales y tributarios que manejan nuestra defensa en estas materias y un análisis de resultados potenciales, asumiendo una combinación de estrategias de litigio y acuerdo.

Excepto en el caso de procedimientos materiales, descrito en la nota 29 a nuestros Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2008, no conocemos la fecha de término de estos procedimientos legales o tributarios.

Pasivos de los beneficios post jubilación y de pensiones

Contamos con varios planes de beneficios para nuestro personal. Estos planes pagan beneficios a los empleados al jubilarse utilizando fórmulas basadas en los años de servicio y la compensación del empleado. Entregamos además ciertos beneficios adicionales para ciertos empleados jubilados.

Los pasivos contabilizados para efectos de las pensiones y los beneficios post jubilación reflejan nuestra mejor estimación del costo futuro de cumplir con nuestras obligaciones en virtud de estos planes de beneficio. La contabilidad aplicada a estos planes de beneficios involucran cálculos actuariales, los cuales contienen supuestos claves incluyendo: rotación del personal, expectativa de vida y de retiro, tasas de descuento, retornos sobre los activos, futuro nivel de sueldos y de beneficios, tasa de siniestros en virtud de los planes médicos y costos médicos futuros. Estos supuestos cambian a medida que las condiciones económicas y de mercado cambian y cualquier cambio en cualquiera de estos supuestos podría tener un efecto material en los resultados operacionales que informamos. Una vez cada tres años analizamos los supuestos claves que se utilizan para determinar los activos de las obligaciones del plan de pensiones y los costos periódicos netos de la pensión según lo dispuesto en el Boletín Técnico N°8.

La tabla que aparece a continuación muestra el efecto que tendría una disminución del 1% en la tasa de descuento sobre nuestra obligación de beneficios proyectada para los períodos indicados.

	Año terminado al 31 de diciembre	
	2007	2008
	(incremento en millones de Ch\$)	
Obligación Proyectada del Beneficio post jubilatorio	1.958	2.068

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

	Año terminado al 31 de diciembre	
	2007	2008
	(incremento en millones de Ch\$)	
Obligación de beneficios post jubilatorio acumulada.....	807	855

Introducción de las Normas Internacionales de Información Financiera

El 28 de agosto de 2007, la SVS emitió un anuncio oficial que determina la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) en Chile, a partir del 1 de enero de 2009. La empresa adoptará los IFRS a partir de esta fecha. De acuerdo al plan de convergencia definido por la empresa, se está evaluando los impactos que tendrá la aplicación de los IFRS en los estándares financieros.

Vea la Nota 36-2r a los Estados Financieros Consolidados.

2. Análisis Comparativo País a País de los Resultados Operativos y Detalles de las Cifras No Operativas 2007 vs. 2008

Ingresos Operacionales

Es importante considerar que al comparar cifras anuales consolidadas en pesos, las fluctuaciones de todas las monedas locales en relación al dólar afectaron los resultados de la Compañía.

Ingresos	Año terminado al 31 de diciembre,	
	2007	2008
	(como % del total)	
Chile	56,5	56,1
Argentina.....	15,3	14,2
Colombia.....	18,4	19,8
Perú	9,7	9,9
Ingresos Consolidados Totales	100,0	100,0

Los ingresos de Endesa Chile no generadas por el negocio eléctrico representaron menos del 1,5% de las ingresos consolidadas totales del 2008. Consideramos que esos ingresos no son materiales y creemos que no afectan el análisis de los estados financieros consolidados de la Compañía. Estos ingresos provienen principalmente de servicios de ingeniería y de una concesión vial. Las tablas a continuación muestran el desglose por país de los ingresos operacionales totales de Endesa Chile y el volumen de ventas en GWh para el 2007 y 2008 y los cambios porcentuales de año a año:

Ingresos	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007	2008	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Generación (Chile)	1.032.187	1.360.684	31,8
Otros negocios (Chile)	31.287	37.665	20,4
Argentina.....	288.520	352.943	22,3

Ingresos	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007	2008	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Colombia.....	346.395	493.221	42,4
Perú.....	182.276	247.072	35,6
Total Ingresos	1.880.664	2.491.589	32,5

Ventas eléctricas	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007	2008	% Variación
	(GWh)		
Chile	19.212	19.808	3,1
Argentina.....	12.406	11.098	(10,5)
Colombia.....	15.613	16.368	4,8
Perú.....	7.994	8.461	5,8
Total	55.225	55.735	0,9

Los ingresos totales en Chile en 2008 aumentaron en un 31,8%, de Ch\$ 1.032 mil millones en 2007 a Ch\$ 1.361 mil millones en 2008, principalmente como resultado del aumento en los precios promedios. El aumento en ventas físicas fue de 3,1% principalmente explicado por un descenso del 36,5% en las ventas de energía al mercado spot a 3.317 GWh. En el mercado spot, el precio de mercado promedio de energía fue de \$ 207 por MWh en el SIC, comparado con \$172 en 2007, debido al impacto de mayores precios de insumos básicos y menor hidrología en la primera mitad del año. Las ventas de energía a clientes regulados cayó 0,3% a un precio de nudo que es el resultado de un sistema de cálculo de precios que refleja la nueva matriz de energía en Chile. El precio promedio a clientes regulados durante el 2008 comparado con 2007, aumentó de \$81 por MWh en diciembre 2007 a \$113 MWh en diciembre 2008, reflejando los mayores costos de generación del sistema. El precio promedio total de ventas de Endesa Chile aumentó en un 40%, de Ch\$ 96 por MWh en 2007 a Ch\$ 134,3 por MWh en 2008.

Los ingresos totales en Argentina aumentaron en un 22,3% en 2008, desde Ch\$ 288,5 mil millones en 2007 a Ch\$ 352,9 mil millones en 2008. Este mejoramiento fue el resultado de los mayores precios promedio durante el 2008, que contrarrestaron el descenso de 10,5% en ventas físicas. Las ventas físicas de energía de El Chocón sumaron 2.554 GWh, un descenso del 35,4 % con respecto al año 2007. El precio promedio de venta de El Chocón fue Ar\$103,8 por MWh, 22% más alto que el año anterior. Los volúmenes de energía vendidos por Endesa Costanera aumentaron en un 1,1% a 8.543 GWh en 2008. También hubo un aumento en los precios promedios de la energía, como consecuencia de la menor hidrología y el despacho de electricidad de mayor costo. El precio promedio de venta de Endesa Costanera, expresado en pesos, incrementó un 11% durante el año, alcanzando un promedio de Ar\$171,6 por MWh. En Argentina, la proporción de ventas a precios spot y no regulados fue de 78% y 22% respectivamente. Para información adicional sobre los Principales Clientes en Argentina véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Visión General del Negocio.” El impacto neto de la depreciación media del peso Argentino peso y la depreciación del peso Chileno en relación al dólar, debido al BT64 conversión, resultó en ingresos adicionales de Ch\$ 34.6 billones en Endesa Costanera y de Ch\$ 9.2 billones en El Chocón.

Los ingresos totales de Emgesa (Colombia) aumentaron en un 42,4%, de Ch\$ 346,4 mil millones en el año 2007 a Ch\$ 493,2 mil millones en 2008, principalmente debido al efecto de conversión a GAAP chileno explicado por las fluctuaciones del tipo de cambio con respecto al dólar en Chile y Colombia, que explica Ch\$84 mil millones de este aumento, un 11% de aumento en el precio promedio de ventas en moneda local, que asciende a CPs\$83.800 por MWh en 2008, como también a un 5% de aumento en el volumen de ventas. En Colombia, la proporción de ventas a precios regulados, spot y no regulados en 2008 fue de 53%, 32% y 15% respectivamente. Para información adicional sobre los Principales Clientes de Distribución y Comercialización en Colombia, véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Visión General del Negocio.”

Los ingresos de Edegel (Perú), aumentaron en un 35,6%, de Ch\$ 182,3mil millones en 2007 a Ch\$ 247,1 mil millones en 2008, principalmente debido al efecto de conversión a GAAP chileno resultante de la devaluación del peso chileno con respecto al dólar y la apreciación del sol peruano en relación al dólar, que explica Ch\$47 billones. Las ventas físicas de energía aumentaron un 6% y los precios promedio, en moneda local, cayeron de 130,5 soles por MWh en 2007 a 124,4 soles por MWh en 2008. La proporción de ventas a precios no regulados, regulados y spot en 2008 fue de 55%, 42% y 3% respectivamente. Para información adicional sobre la Principal Clientes en Perú véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Visión General del Negocio.”

Gastos de Explotación

La siguiente tabla muestra el desglose de gastos operacionales por país para el 2007 y 2008 y el cambio porcentual de año a año:

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007	2008	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Gastos de explotación (1)			
Generación (Chile) (2)	648.765	786.692	21,3

Otros negocios (Chile).....	25.723	29.690	15,4
Argentina.....	256.481	328.917	28,2
Colombia.....	166.391	223.279	34,2
Perú.....	122.325	181.245	48,2
Ajustes de Consolidación Filiales Extranjeras.....	(1.036)	(810)	(21,8)
Total.....	<u>1.218.649</u>	<u>1.549.013</u>	<u>27,1</u>

- (1) Excluye gastos de administración y ventas.
(2) Incluye todas las filiales y vehículos de inversión en Chile.

Los gastos de explotación del negocio de generación en Chile aumentaron en un 21,3% en 2008, con respecto a 2007, dada la menor generación hidroeléctrica y mayor generación termoeléctrica usando diesel, a precios extremadamente altos, en lugar de gas natural a causa de las restricciones de gas natural de Argentina que continuaron durante el 2008. Esta situación llevó a los costos de combustible en Chile a incrementarse por Ch\$ 144,4 mil millones durante el año. El costo variable promedio de generación, excluyendo el costo de las compras de la electricidad, se elevó 22,6% de Ch\$ 24,3 por KWh en 2007 a Ch\$ 29,8 por KWh en 2008, como resultado del aumento en un 7,2% de la generación térmica usando diesel. El costo de las compras de electricidad, tanto de la energía como de la capacidad, disminuyó de Ch\$ 65,2 mil millones en 2007 a Ch\$ 56,8 mil millones en 2008, debido a una reducción de un 61,3% en las compras físicas de energía. El costo promedio de las compras se incrementó de Ch\$ 62,5 por KWh en 2007 a Ch\$ 141,1 por KWh en 2008.

Los gastos de explotación en Argentina aumentaron en Ch\$ 72,4 mil millones, de Ch\$ 256,5 mil millones en 2007 a Ch\$ 328,9 mil millones en 2008. La generación hidroeléctrica disminuyó en un 47,5% mientras que la generación termoeléctrica creció 1,4%. El costo de combustibles aumentó en Ch\$ 45,9 mil millones en el 2008 debido a los mayores precios del combustible cuando se comparan con el precio de los combustibles el 2007. El costo variable promedio de generación se incrementó de Ch\$ 16,0 por kWh en 2007 a Ch\$ 22,0 por kWh en 2008. Las compras de electricidad, tanto de energía como de capacidad, aumentaron en Ch\$ 7,8 millones en 2008, debido a un aumento en las compras físicas de energía en el mercado spot, con un aumento en el precio de compra promedio de Ch\$ 19,7 por kWh en 2007 a Ch\$ 21,6 por kWh en 2008. El efecto combinado de las fluctuaciones del peso y el peso argentino en relación al dólar redujo los gastos operacionales totales de Endesa Costanera en \$34,6 mil millones en el 2008, y en \$5,1 mil millones en El Chocón cuando se comparan con el 2007.

Los gastos de explotación de Colombia aumentaron en un 34,2%, de Ch\$ 166,4 mil millones en 2007 a Ch\$ 223,3 mil millones en 2008, principalmente por el efecto de conversión a GAAP chileno resultante de las fluctuaciones del tipo de cambio del peso colombiano y el peso con respecto al dólar y los mayores precios de combustible y precios de compras de energía hacia a fines del año 2008. El costo variable promedio de generación, excluyendo el costo de las compras de electricidad, subió de Ch\$ 5,8 por kWh en 2007 a Ch\$ 7,8 por kWh en 2008. Los costos del peaje y del transporte de energía aumentaron en Ch\$ 17,7 mil millones. Las compras de electricidad, tanto de energía como de electricidad, aumentaron en Ch\$ 11,6 mil millones en 2008, y el precio de compra promedio creció de Ch\$ 12,1 por kWh en 2007 a Ch\$ 16,0 por kWh en 2008. La combinación de la apreciación del peso colombiano promedio y la depreciación del peso chileno en relación al dólar el 2008, llevó a costos adicionales de Ch\$ 38 mil millones.

Los gastos de explotación en Perú aumentaron en un 48,2%, de Ch\$ 122,3 mil millones en 2007 a Ch\$ 181,2 mil millones en 2008. Esto se debió principalmente al efecto de conversión a GAAP chileno resultante de las fluctuaciones del tipo de cambio del sol y el peso con respecto al dólar y un mayor uso de diesel a mayores precios por las restricciones de capacidad del gasoducto de gas natural. El costo variable promedio de generación, excluyendo el costo de compras de electricidad fue de Ch\$ 6,7 por kWh en el 2007 comparado con Ch\$ 10,1 por kWh el 2008. La combinación de las fluctuaciones del peso y del sol en relación al dólar en el 2008 llevó a una reducción neta en los gastos operacionales de Ch\$ 29 mil millones.

Gastos Administrativos y de Ventas

Los gastos administrativos y de ventas se relacionan con compensación, gastos administrativos, depreciación y amortización y materiales y equipos de oficina. Estos gastos aumentaron en Ch\$ 21,9 mil millones el 2008.

La tabla a continuación muestra el desglose de gastos administrativos y de ventas para el 2007 y 2008 y el cambio porcentual de año a año:

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007(1)	2008	% Variación
(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)			
Gastos administrativos y de ventas			
Chile	20.989	24.945	18,8
Argentina	4.212	6.017	42,9
Colombia	5.468	6.971	27,5
Perú.....	9.845	11.459	16,4
Ajustes de Consolidación de Filiales Extranjeras.....	(133)	(176)	(32,3)
Total gastos administrativos y de ventas	40.381	49.215	21,9

(1) Las diferencias con respecto al Formulario 20-F del año pasado en Chile, Argentina y Perú se explican por reclasificaciones contables asociadas a los vehículos de inversión en cada país.

El aumento en gastos de administración y ventas de 21,9% en 2008, proviene principalmente de Chile debido a mayor depreciación y mayor compensación a empleados. En otros países, el aumento se explica principalmente por mayor compensación a empleados.

Margen y resultado de explotación

Nuestro margen operacional, es decir, el resultado operacional como porcentaje de los ingresos, aumentó de 33,1% en 2007 a un 35,9% en 2008. Este aumento se debe al mayor margen de explotación en Chile y Colombia, contrarrestado en parte por un menor margen de explotación en Argentina y Perú. La tabla siguiente presenta nuestro margen de explotación por país:

	Año terminado al 31 de diciembre,	
	2007	2008
Margen de explotación		
Chile	34,6%	39,8%
Argentina	9,7%	5,1%
Colombia	50,4%	53,3%
Perú.....	27,6%	22,0%
Total margen de explotación	33,1%	35,9%

El resultado de explotación consolidado de Endesa Chile alcanzó Ch\$ 893,4 mil millones para 2008 en comparación con Ch\$ 621,6 mil millones para 2007. La siguiente tabla detalla el resultado de explotación por país para los años terminados al 31 de diciembre de 2007 y 2008:

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007(1)	2008	% Variación
(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)			
Resultado de explotación			
Generación (Chile)	363.843	550.712	51,4
Otros negocios (Chile).....	4.153	6.310	51,9
Argentina.....	27.828	18.009	(35,3)
Colombia	174.536	262.971	50,7
Perú.....	50.105	54.372	8,5
Ajustes de Consolidación de Filiales Extranjeras.....	1.169	986	(0,2)

Total Resultado de Explotación.....	<u>621.634</u>	<u>893.360</u>	<u>43,7</u>
--	----------------	----------------	-------------

- (1) Las diferencias con respecto al Formulario 20-F del año pasado en Chile, Argentina y Perú se explican por reclasificaciones contables asociadas con los vehículos de inversión en cada país.

En Chile, el resultado de explotación del negocio de generación fue de Ch\$ 550,7 mil millones para el 2008, un incremento de 51,4% sobre los Ch\$ 363,8 mil millones del 2007. Este aumento es principalmente resultado de mayores ingresos, considerando que el nivel promedio de precios se mantuvo bastante alto durante el año 2008 como consecuencia de los mayores costos de generación de electricidad en el país. Además de la baja hidrología durante el primer semestre del año 2008, las restricciones de gas natural de Argentina nos forzaron a usar nuestras instalaciones térmicas con diesel, llevando a un aumento de Ch\$ 144,4 mil millones en los costos de combustible, y por tanto, elevando los costos operacionales totales en 21% a Ch\$ 786,7 mil millones en 2008, lo que explica el aumento del margen operacional de 35,3% en el 2007 a 40,5% en el 2008.

La baja hidrología en la zona de El Chocón, la falta de gas natural y altos precios del combustible para Endesa Costanera llevaron a una reducción en los resultados de explotación en Argentina de 2008 a Ch\$ 18,0 mil millones, comparados con los Ch\$ 27,8 mil millones en el año anterior, una caída del 35,3%. Estos efectos también explican la caída en el margen de explotación de Argentina, de 9,7% en 2007 a 5,1% en 2008. Su política comercial permitió que Endesa Costanera aumentara su resultado operacional a Ch\$6,3 mil millones, como consecuencia de un 31% de aumento en las ventas debido principalmente a los mayores precios de venta promedio. Por otra parte, el resultado de explotación de El Chocón cayó en Ch\$ 11,9 mil millones en el 2008 debido a, con una caída de 35% en las ventas físicas debido al menor despacho causado por la menor hidrología.

El resultado de explotación en Colombia fue de Ch\$ 263,0 mil millones en 2008, Ch\$ 88,4 mil millones más que el 2007. Como explicado anteriormente, esta mejora es explicada principalmente por el efecto de conversión a GAAP chileno resultante de las fluctuaciones del tipo de cambio del peso colombiano y el peso chileno con respecto al dólar y también por los mayores precios de venta promedio y un aumento de 5% en las ventas físicas, con mayor despacho hidroeléctrico. Por otra parte, los costos operacionales aumentaron 34%, fundamentalmente explicado por mayores peajes y compras de energía y capacidad. Todos estos elementos explican el incremento en el margen operacional de Emgesa, de 50,4% en 2007 a 53,3% en 2008.

La filial peruana de Endesa Chile, Edegel, tuvo un resultado de explotación de Ch\$ 54,4 mil millones en el 2008, un alza de 8,5% con respecto a 2007, básicamente debido al efecto de conversión a GAAP chileno resultante de las fluctuaciones del tipo de cambio con respecto al dólar en Chile y Perú. Los gastos operacionales crecieron 48%, en parte por el efecto de la conversión a Gaap chileno, pero también por la mayor generación térmica con diesel debido a los trabajos de mantenimiento y las restricciones de la tubería de gas natural de Camisea y por mayores precios de diesel. Esto último, llevó el margen operacional de Edegel a caer de 27,6% en 2007 a 22,0% en 2008.

Resultados No Operacionales

La siguiente tabla muestra cierta información con respecto a nuestros resultados no operacionales para cada periodo indicado:

	Año terminado al 31 de diciembre		
	2007	2008	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Ingresos fuera de explotación:			
Ingreso financiero.....	25.346	28.676	13,1
Utilidad inversiones empresas relacionadas no consolidadas	51.125	119.628	134,0
Otros ingresos fuera de explotación	19.511	79.233	306,1
Egresos fuera de explotación:			

Gasto financiero	193.329	194.845	0,8
Pérdidas inversiones empresas relacionadas no consolidadas	62.509	5.971	(90,4)
Amortización menor valor de la inversión	991	1.185	19,6
Otros gastos fuera de explotación.....	92.838	80.094	(13,7)
Corrección monetaria:			
Restablecimiento del nivel de precios	9.642	425	(95,6)
Diferencia de cambio.....	18.090	(30.563)	(268,9)
Resultados fuera de explotación.....	(225.951)	(84.697)	(62,5)

Los resultados fuera de explotación para el 2007 sumaron una pérdida de Ch\$ 84,7 mil millones en 2008 con respecto a la pérdida de Ch\$ 226,0 mil millones en 2007, afectando positivamente a las utilidades netas para el año 2008. Las principales variaciones en el resultado no operacional son los siguientes:

El resultado neto de las inversiones en empresas relacionadas aumentó en Ch\$ 125,0 mil millones en 2008, explicado por Ch\$ 68,2 mil millones de mayor resultado de la compañía coligada Endesa Brasil y también por haberse registrado en 2007 la provisión de pérdida por deterioro de Gasatagama Holding Ltda. Por un monto de \$53,2 millones.

Otros ingresos y egresos fuera de explotación netos dieron un mejor resultado de Ch\$ 72,5 mil millones en 2008, debido principalmente a Ch\$ 84,1 mil millones de mayores resultados producto de los ajustes de conversión (BT 64) con respecto a nuestras filiales extranjeras, principalmente Colombia y Perú y Ch\$ 10,0 mil millones en menores provisiones por contingencias y litigios. Esto fue parcialmente contrarrestado por Ch\$18,6 mil millones de impuestos derivados de la disolución de Cono Sur y de la Agencia de Endesa Chile en Islas Caimán; y por Ch\$5,7 mil millones de mayores egresos netos por re liquidaciones de energía y potencia.

Los gastos financieros consolidados aumentaron en Ch\$1,5 mil millones, desde Ch\$193,3 millones en 2007 a Ch\$194,8 mil millones en 2008, lo que equivale a un aumento de un 0,8%. Por su parte, los ingresos financieros aumentaron en Ch\$3,3 mil millones, desde Ch\$25,3 mil millones en 2007 a Ch\$28,7 mil millones en 2008, principalmente en Chile debido a los mayores saldos medios de caja mantenidos en las compañías como medida de prudencia frente a la situación financiera mundial.

La corrección monetaria presenta una variación negativa de Ch\$9,2 mil millones, debido principalmente al efecto de la mayor inflación en 2008, que alcanzó a un 8,9% en comparación con el 7,4% de inflación en 2007. Dicha variación tiene sus efectos sobre los activos y pasivos no monetarios y aquellos monetarios, principalmente bonos denominados en U.F., así como también en la actualización de las cuentas de resultado.

Las diferencias de cambio experimentaron una variación negativa de Ch\$48,7 mil millones en 2008 respecto de 2007, al pasar de una utilidad de Ch\$18,1 mil millones en 2007 a una pérdida de Ch\$30,6 mil millones en 2008. Lo anterior está principalmente explicado por las variaciones del tipo de cambio entre ambos ejercicios. En 2008 el peso chileno se depreció con respecto del dólar en un 21,9% en comparación a la apreciación del peso chileno respecto del dólar en 2007, que alcanzó un 7,1%.

Utilidad Neta

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

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2007	2008	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Resultados de explotación	621.634	893.360	43,7
Resultados fuera de explotación.....	(225.951)	(84.697)	(62,5)
Utilidad antes de impuestos, interés minoritario y amortización del mayor valor de la inversión	395.683	808.664	104,4

Impuestos sobre utilidades	(87.126)	(164.363)	88,6
Impuestos diferidos	(36.381)	(27.194)	(25,3)
Total impuestos sobre utilidades	(123.507)	(191.557)	55,1
Interés minoritario	(67.381)	(180.686)	168,2
Amortización de mayor valor de la inversión.....	4.772	6.172	29,3
Utilidad neta.....	209.566	442.592	111,2

Impuestos sobre las utilidades. Los impuestos aumentaron en Ch\$68,0 mil millones al 31 de diciembre de 2008, comparado con 2007. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó a Ch\$191,6 mil millones, compuesto por un gasto de Ch\$164,4 mil millones de impuesto a la renta y por Ch\$27,2 mil millones de impuesto diferido. El impuesto a la renta acumula un aumento con respecto a 2007 de Ch\$77,2 mil millones, asociados a los resultados tributables, principalmente en Endesa Chile, Pehuenche, Pangué y Emgesa en Colombia. El impuesto diferido presenta una disminución de Ch\$9,2 mil millones en 2008 con respecto a 2007. La tasa de impuesto efectiva de la Compañía (la razón entre total impuestos a la renta y la utilidad antes de impuestos) cayó de 31% en 2007 a 24% en 2008, debido al efecto conjunto de un aumento de 43,7% en el resultado operacional y una disminución de 62,5% en los gastos no operacionales.

Interés minoritario. Los gastos de interés minoritario aumentaron Ch\$ 113,3 mil millones el 2008, principalmente debido a la mayor utilidad neta de nuestra filial en Colombia, Emgesa.

3. Análisis Comparativo País a País de los Resultados Operativos y Detalles de las Cifras No Operativas 2006 vs. 2007

Ingresos de explotación

Durante el 2007, la apreciación a fines del año del precio contra el dólar fue de 7,1%, afectando negativamente nuestros ingresos a partir de operaciones extranjeras cuando se comparan con las del 2006, mientras que el Sol y el Peso Colombiano se apreciaron 6,9% y 11,4% respectivamente el 2007. Es importante notar esta diferencia en el tipo de cambio cuando se comparan las cifras anuales en pesos. Este tratamiento se realiza conforme a las reglas contables que regulan los resultados en moneda extranjera según requiere el BT 64.

Ingresos	Año terminado al 31 de diciembre,	
	2006	2007
	(como % del total)	
Chile	49,3	56,5
Argentina	17,6	15,3
Colombia	20,5	18,4
Perú.....	12,6	9,7
Ingresos Consolidados Totales	100,0	100,0

Otras utilidades no generadas por el negocio central constituyeron el 4,8% de las utilidades consolidadas totales tanto el 2007 como el 2006. Estos negocios comprenden servicios de consultoría en ingeniería y ventas a terceros. Las tablas a continuación muestran el desglose por país de los ingresos por venta de Endesa Chile y el volumen de ventas de GWh para el 2006 y 2007 y el cambio porcentual año a año:

Ingresos (1)	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2006	2007	%
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Generación (Chile)	740.397	1.032.187	39,4
Otros Negocios (Chile)	31.176	31.287	0,4
Argentina.....	275.339	288.520	4,8

Ingresos	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2006	2007	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Colombia	320.262	346.395	8,2
Perú.....	196.704	182.276	(7,3
Total Ingresos.....	1.563.878	1.880.664	20,3

(1) Las diferencias con respecto al Formulario 20-F del año pasado en Chile, Argentina y Perú se explican por reclasificaciones contables asociadas con los vehículos de inversión en cada país.

Ventas eléctricas	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2006	2007	% Variación
	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Chile	20.923	19.212	(8,2
Argentina.....	13.926	12.406	(10,9)
Colombia	15.327	15.613	1,9
Perú.....	6.767	7.994	18,1
Total.....	56.943	55.225	(3,0

Los ingresos totales en Chile en 2007 aumentaron en un 37,8%, de Ch\$ 740,4 mil millones en 2006 a Ch\$ 1.032,2 mil millones en 2007, como resultado del aumento en los precios regulados y precios spot, en promedio. Endesa Chile y sus filiales chilenas vendieron 2.430 GWh en el mercado spot, donde el precio de mercado promedio de energía fue de \$ 187,9 por MWh. El descenso en ventas físicas fue de 8,2% principalmente explicado por un descenso del 51,3% en las ventas de energía al mercado spot a 2.430 GWh, compensado por un incremento de 6,9% de la venta de energía a clientes regulados a 11.502 GWh a precio de nodo, que es el resultado de un sistema de ajuste de precios que refleja la nueva matriz de energía en Chile. Los precios para clientes no regulados durante el 2007 comparado con el 2006, mostró un incremento en valor, que afectó positivamente las utilidades de la empresa, reflejando los altos costos positivamente los ingresos de la empresa, reflejando los costos más altos de la generación del sistema. El precio promedio total de ventas de Endesa Chile aumentó en un 58,3%, de Ch\$ 33,3 por KWh en 2006 a Ch\$ 53,8 por KWh en 2007.

Los ingresos totales en Argentina aumentaron en un 4,8% en 2007, desde Ch\$ 275,3 mil millones en 2006 a Ch\$ 288,5 mil millones en 2007. Este mejoramiento fue el resultado de los mayores precios promedio durante el 2007, que opacaron el descenso de 10,9% en ventas físicas. Las ventas de energía física de El Chocón sumaron 3.956 GWh, un descenso del 23,8 % con respecto al año 2006. El efecto de la conversión a BT64 disminuyó las utilidades en Ch\$ 10,2 mil millones. Los volúmenes de energía vendidos por Endesa Costanera disminuyeron en un 3,3 % a 8.450 GWh, comparado con 8.736 GWh en 2006, debido a la menor generación. También hubo un aumento en los precios de la energía, siguiendo el reconocimiento de los precios más altos del gas natural. En Argentina la mezcla de ventas a precios spot y no regulados fue de 80,9% y 19,1% respectivamente. Para información adicional sobre la Distribución Principal y Clientes Comerciales en Argentina véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Visión general del negocio.”

El precio promedio de ventas para nuestras filiales argentinas, expresado en pesos, se incrementó 17,6%, de Ch\$ 19,8 por kWh en 2006 a Ch\$ 23,3 por kWh en 2007. Sin embargo, cuando se expresan en la moneda local argentina, el precio promedio de venta de energía se incrementó 37,5% en el 2007. El incremento en el precio promedio de ventas se debe principalmente a un incremento en el precio spot del mercado mayorista.

Los ingresos totales en Colombia (Emgesa) aumentaron en un 8,2%, de Ch\$ 320,3 mil millones en el año 2006 a Ch\$ 346,4 mil millones en 2007, principalmente debido al nuevo cargo por confiabilidad que empezó a aplicarse el 2007 y que afectó positivamente las utilidades en aproximadamente 44 millones de dólares. La proporción de ventas 2007 a precios regulados, no regulados y spot fue de un 51,5%, 32,5% y 16,0%, respectivamente. Para información adicional sobre la Distribución Principal y Clientes Comerciales en Colombia véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Visión general del negocio.” El precio promedio

de nuestras filiales colombianas expresadas en pesos se incrementó en 6,2% de Ch\$ 20,8 por kWh en 2006 a Ch\$ 22,1 por kWh en 2007. Expresado en pesos colombianos, el aumento nominal del precio de ventas promedio fue de un 13,8% en 2007.

Los ingresos de nuestra generadora eléctrica en Perú (Edegel), disminuyeron en un 7,3%, de Ch\$ 196,7 mil millones en 2006 a Ch\$ 182,3 mil millones en 2007, principalmente debido a un 21,6% de descenso en el precio de ventas promedio que determinó el 18,1% de incremento en ventas físicas de energía. La caída en los precios promedio es consecuencia de las buenas condiciones hidrológicas y la reducción del precio regulado debido a la indexación a la tasa de cambio local y al menor precio del gas natural. La proporción de ventas a precios no regulados, regulados y spot es de un 53%, 41,7% y 5,3%, respectivamente. Para información adicional sobre la Distribución Principal y Clientes Comerciales en Perú véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Visión general del negocio.” El precio de ventas promedio de la compañía, expresado en pesos, bajó de Ch\$ 28,9 por kWh en 2006 a Ch\$ 22,7 por kWh en 2007, como resultado de la apreciación del 15,1% del peso chileno contra el dólar en términos reales, parcialmente compensado por la apreciación del 4,6% de sol contra el dólar. Cuando se expresa en moneda local peruana, el precio de ventas nominal promedio disminuyó en 13,1% en el 2007.

Gastos de Explotación

La siguiente tabla muestra el desglose de gastos de explotación por país para el 2006 y 2007 y el cambio porcentual de año a año:

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2006	2007	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Gastos de explotación (1)			
Generación (Chile) (2).....	381.352	648.765	70,1
Otros negocios (Chile).....	26.665	25.723	(3,5)
Argentina.....	230.339	256.481	11,3
Colombia	172.992	166.391	(3,8)
Perú.....	117.898	122.325	3,8
Ajustes de Consolidación Filiales Extranjeras.....	(1.460)	(1.036)	—
Total	<u>927.786</u>	<u>1.218.649</u>	<u>31,4</u>

(1) Excluye gastos de administración y ventas.

(2) Incluye todas las filiales y vehículos de inversión en Chile.

Los gastos de explotación en Chile aumentaron en un 65,3% en 2007, con respecto a 2006, dada la menor generación hidroeléctrica y mayor generación termoeléctrica usando diesel en lugar de gas natural a causa de las restricciones de gas natural de Argentina que continuaron durante el 2007. Esta situación llevó a los costos de combustible en Chile a incrementarse por Ch\$ 223,3 mil millones durante el año. El costo variable promedio de generación, excluyendo el costo de las compras de la electricidad, se elevó 139,4% de Ch\$ 10,2 por kWh en 2006 a Ch\$ 24,5 por kWh en 2007, como resultado del aumento en un 97,9% de la generación térmica. El costo de las compras de electricidad, tanto de la energía como de la capacidad, se incrementó de Ch\$ 62,9 mil millones en 2006 a Ch\$ 65,1 mil millones en 2007, a pesar de un descenso del 20,9% en las compras de energía física. El precio promedio de las compras se incrementó de Ch\$ 47,8 por kWh en 2006 a Ch\$ 62,5 por kWh en 2007.

Los gastos de explotación en Argentina aumentaron en Ch\$ 26,1 mil millones, de Ch\$ 230,3 mil millones en 2006 a Ch\$ 256,5 mil millones en 2007. La generación térmica e hidroeléctrica disminuyó en un 26,7% y 3,3% respectivamente. El costo de combustibles aumentó en Ch\$ 26,1 mil millones en el 2007 debido a los mayores precios del combustible en la generación de electricidad cuando se comparan con el precio de los combustibles el 2006. El costo de generación variable promedio se incrementó de Ch\$ 12,4 por kWh en 2006

a Ch\$ 16,0 por kWh en 2007. Las compras de electricidad, tanto de la energía como de la capacidad, aumentaron en Ch\$ 771 millones en 2007, debido a un aumento en el precio de compras físicas promedio en el mercado spot, que llevó a un descenso en el precio de compra promedio de Ch\$ 25,3 por kWh en 2006 a Ch\$ 19,7 por kWh en 2007. El efecto combinado de la apreciación del peso contra el dólar y la depreciación del peso argentino contra el dólar disminuyó los gastos de explotación en el 2007, cuando se comparan con el 2006 en Ch\$ 33,0 mil millones.

Los gastos de explotación de Colombia disminuyeron en un 3,8%, de Ch\$ 173,0 mil millones en 2006 a Ch\$ 166,4 mil millones en 2007. El costo de generación variable promedio, excluyendo el costo de las compras de la electricidad, subió de Ch\$ 4,5 por kWh en 2006 a Ch\$ 10,0 por kWh en 2007. Los costos del peaje y del transporte de energía aumentaron en Ch\$ 9,5 mil millones. El aumento del 54,2% de la generación térmica hizo que los costos de los combustibles aumentaran en Ch\$ 2,9 mil millones. Las compras de electricidad, tanto de energía como de electricidad, disminuyeron en Ch\$ 15,0 mil millones en 2007, debido al menor costo de la energía en ciertos periodos del año y a operaciones comerciales de energía. El precio de compra promedio cayó de Ch\$ 21,2 por kWh en 2006 a Ch\$ 12,1 por kWh en 2007. La combinación de la apreciación del peso y la apreciación del peso colombiano contra el dólar el 2007, llevó a un incremento neto de Ch\$ 7,0 mil millones.

Los gastos de explotación en Perú aumentaron en un 3,8%, de Ch\$ 117,9 mil millones en 2006 a Ch\$ 122,3 mil millones en 2007. Esto se debió principalmente a un aumento de Ch\$ 8,2 mil millones en compras de energía como consecuencia de mayores compras de energía física en el mercado spot debidas a la restricción de la capacidad en la línea de transmisión en la región norte del país. Esto fue compensado por los menores costos del combustible de Ch\$ 7,0 mil millones debido al menor costo del gas natural a pesar de que la generación térmica se incrementó en 32,7% en el 2007. Los costos de generación variables promedio, excluyendo el costo de compras de electricidad fue de Ch\$ 8,9 por kWh en el 2006 comparado con Ch\$ 6,8 por kWh el 2007. La combinación de la apreciación del peso y la apreciación del sol contra el dólar en el 2007 llevaron a un descenso neto en los gastos de explotación de Ch\$ 11,5 mil millones.

Gastos Administrativos y de Ventas

Los gastos administrativos y de ventas se relacionan con la compensación, gastos administrativos, depreciación y amortización y materiales y equipos de oficina. Estos gastos disminuyeron en Ch\$ 5,7 mil millones el 2007.

La tabla a continuación muestra el desglose de gastos administrativos y de ventas para el 2006 y 2007 y el cambio porcentual de año a año:

	<u>Año terminado al 31 de diciembre,</u>		
	<u>2006</u>	<u>2007(1)</u>	<u>% Variación</u>
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Gastos administrativos y de ventas			
Chile	23.142	20.989	(8,0)
Argentina	3.829	4.212	6,1
Colombia	5.363	5.468	1,9
Perú.....	13.851	9.845	(30,0)
Ajustes de Consolidación de Filiales Extranjeras.....	(121)	(133)	—
Total gastos administrativos y de ventas	<u>46.065</u>	<u>40.381</u>	<u>(12,3)</u>

(1) Las diferencias con respecto al Formulario 20-F del año pasado en Chile, Argentina y Perú se explican por reclasificaciones contables asociadas con los vehículos de inversión en cada país.

El descenso en gastos de administración y ventas del 12,3% principalmente viene de Perú y Chile. En el Perú, el descenso del 30% se debe a una menor compensación a los empleados y a los impuestos a diciembre de 2006 que se incluyeron en los gastos administrativos y de ventas pero que en diciembre de 2007 se contabilizaron como Costos de Generación y al incremento en honorarios de asesoría financiera

contabilizados en el 2006 para la fusión de Etevensa con Edegel. En Chile, el 8,0% de descenso en los gastos de administración y ventas se explican por un descenso en los gastos generales y menor compensación a los empleados.

Margen y resultado de explotación

Nuestro margen de explotación, es decir, el resultado de explotación como porcentaje de los ingresos, disminuyó de 37,7% en 2006 a un 33,1% en 2007. Este descenso se debe al menor margen de explotación en Argentina, Chile y Perú, contrarrestado en parte por un mayor margen de explotación en Colombia. La tabla siguiente representa nuestro margen de explotación por país:

	Año terminado al 31 de diciembre,	
	2006	2007
Margen de explotación		
Chile	44,1%	34,6%
Argentina	15,5%	9,7%
Colombia	44,3%	50,4%
Perú.....	33,0%	27,6%
Total margen de explotación	37,7%	33,1%

El resultado de explotación consolidado de Endesa Chile alcanzó Ch\$ 621,6mil millones para 2007 en comparación con Ch\$ 590,0 mil millones para 2006. La siguiente tabla detalla el resultado de explotación por país para los años terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2007:

	Año terminado al 31 de diciembre,		
	2006	2007(1)	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Resultado de explotación			
Generación (Chile)	337.414	363.843	7,8
Otros negocios (Chile).....	3.175	4.153	30,8
Argentina	41.172	27.828	(32,0)
Colombia	141.905	174.536	23,0
Perú.....	64.953	50.105	(22,6)
Ajustes de Consolidación de Filiales Extranjeras.....	1.581	1.169	—
Total Resultado de Explotación.....	590.027	621.634	5,4

(1) Las diferencias con respecto al Formulario 20-F del año pasado en Chile, Argentina y Perú se explican por reclasificaciones contables asociadas con los vehículos de inversión en cada país.

En Chile, el resultado de explotación fue de Ch\$ 363,8 mil millones para el 2007, un incremento de 8,0% sobre el 2006, principalmente como resultado de los precios de venta de energía más altos. Las ventas físicas de energía por 8,2% sobre el mismo periodo, explicadas por el 23,1% de menor generación hidroeléctrica y 98% de incremento en producción térmica, así como la hidrología el 2007 que fue más seca de lo normal. Las restricciones de gas natural de Argentina nos forzaron a usar las instalaciones térmicas para quemar diesel, disparando los costos del diesel hasta por Ch\$ 223,6 mil millones, lo que a su vez hizo que los costos operativos se incrementen en 65,3% en el 2007. Esta situación explica el descenso del margen de explotación a 34,6% en el 2007, comparado al 44,1% en el 2006.

La baja hidrología cerca a las instalaciones de El Chocón, la falta de gas natural y altos precios del combustible para Endesa Costanera llevaron a una reducción en los resultados de explotación en Argentina de 2007 a Ch\$ 27,8 mil millones, comparados con los Ch\$ 41,2 mil millones en el año anterior, una caída del 32%. Estos efectos también explican la caída en el margen de explotación de Argentina, de 15,5% en 2006 a 9,7% en 2007. Por otra parte, las ventas se incrementaron 4,8% como resultado de los mayores precios de venta promedio. El resultado de explotación de Endesa Costanera cayó de Ch\$ 6,3 mil millones a Ch\$ 0,4 mil millones, reflejando un incremento en el consumo y mayores costos de mantenimiento, que exceden el 12,1% de incremento en ventas de energía. El resultado de explotación de El Chocón cayó de Ch\$ 35,5 mil millones en el 2006 a Ch\$ 27,6 mil millones en el 2007, con una caída de 15,9% en el volumen de ventas debido a la menor hidrología.

El resultado de explotación en Colombia fue de Ch\$ 174,6 mil millones en 2007, Ch\$ 32,7 mil millones más de la mitad que para el 2006. Esta mejora es explicada principalmente por las utilidades más altas debido al nuevo cargo de confiabilidad y menores costos de compras de energía; ambos elementos explican el incremento en el margen de explotación de Emgesa, de 44,3% en 2006 a 50,4% en 2007.

La filial peruana de Endesa Chile, Edegel, tuvo un resultado de explotación de Ch\$ 50,3 mil millones en el 2007, un descenso de 22,6% desde 2006, básicamente debido a la caída de 21,6% en precios de venta de energía promedio como resultado de la mejor hidrología y una reducción en el precio regulado debido a la indexación de la tasa de cambio y el menor costo de los combustibles en Perú. Lo último, además de las más altas compras de energía de costo variable, hizo que el margen de explotación de Edegel cayera de 33,0% en 2006 a 27,6% en 2007.

Resultados No Operacional

La siguiente tabla muestra cierta información con respecto a nuestros resultados no operacionales para cada periodo indicado:

	Año terminado al 31 de diciembre		
	2006	2007	% Variación
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Ingresos fuera de explotación:			
Ingreso financiero.....	17,330	25,346	46.3
Utilidad inversiones empresas relacionadas no consolidadas	49,673	51,125	2.9
Otros ingresos fuera de explotación	35,049	19,511	(44.3)
Egresos fuera de explotación:			
Gasto financiero	201,074	193,329	(3.9)
Pérdidas inversiones empresas relacionadas no consolidadas	146	62,509	42,585.1
Amortización menor valor de la inversión	1,103	991	(10.1)
Otros gastos fuera de explotación.....	50,956	92,838	82.2
Corrección monetaria:			
Restablecimiento del nivel de precios	1,740	9,642	454.2
Diferencia de cambio.....	4,220	18,090	328.7
Resultados fuera de explotación.....	(145,267)	(225,951)	55.5

Los resultados fuera de explotación para el 2007 sumaron una pérdida de Ch\$ 226,0 mil millones en 2007 con respecto a la pérdida de Ch\$ 145,3 mil millones en 2006, afectando adversamente a las utilidades netas para el año. Los factores más importantes que contribuyeron a esta reducción incluyen los siguientes datos:

El resultado neto de las inversiones en empresas relacionadas aumentó en Ch\$ 60,9 mil millones en 2007, debido principalmente a los Ch\$ 53,29 mil millones de provisión debido al deterioro de la inversión como consecuencia de la escasez de gas desde Argentina y al resultado negativo acumulado de Ch\$ 11,1 mil

millones de Inversiones GasAtacama Holding Limitada. Esto fue parcialmente contrarrestado por un mejor resultado de Ch\$ 4,4 mil millones por parte de nuestra coligada, Endesa Brasil S.A.

Otros ingresos y egresos fuera de explotación netos dieron un menor resultado de Ch\$ 59,3 mil millones, en 2007, debido principalmente a los Ch\$ 26,0 de menores ingresos producto del ajuste por corrección bajo el BT 64 con respecto a nuestras filiales extranjeras, principalmente Colombia y Perú; Ch\$ 11,8 mil millones en mayores pagos de impuestos sobre el patrimonio de las filiales colombianas, parcialmente contrarrestado por los Ch\$ 8,1 mil millones en menores indemnizaciones y comisiones recibidas; y Ch\$ 12,9 mil millones de menores reversiones en provisiones para contingencias y litigios en los años anteriores y una mayor provisión para contingencias en Chile. El resultado negativo del ajuste de conversión de acuerdo con el BT 64 para nuestras filiales colombianas se debe principalmente a la apreciación del 10% del peso colombiano contra el dólar, que afecta adversamente los pasivos colombianos en moneda local convertidos a dólares, y luego a los pesos chilenos para propósitos de consolidación bajo los GAAP chilenos. Este ajuste contable no tiene efecto en el flujo de caja de la empresa.

La corrección monetaria y diferencias de tipo de cambio mostraron un cambio neto positivo de Ch\$ 24,1 mil millones el 2007 comparado con el 2006, de una ganancia de Ch\$ 6,0 mil millones el 2006 a Ch\$ 29,9 mil millones en 2007. Esto se explica principalmente por las fluctuaciones de la tasa de cambio. Durante el 2007, el peso chileno se apreció 7,1% contra el dólar, comparado con una depreciación de 3,9% en el 2006.

El gasto financiero consolidado disminuyó en Ch\$ 7,7 mil millones el 2007, de Ch\$ 201,0 mil millones en 2006 a Ch\$ 193,3 mil millones en 2007, una disminución de 3,9% derivado de gastos financieros capitalizados mayores, una menor tasa de interés promedio y menor tasa de cambio. Por otra parte, los mayores balances de caja promedio principalmente en Colombia y mayores tasas de interés en Chile y Argentina incrementaron el ingreso financiero en Ch\$ 8,1 mil millones el 2007, de Ch\$ 17,3 mil millones en 2006 a Ch\$ 25,4 mil millones en 2007.

Utilidad Neta

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

	Año terminado al 31 de diciembre,		%
	2006	2007	
	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2008, excepto porcentajes)		
Resultados de explotación	590,026	621,634	5.4
Resultados fuera de explotación	(145,267)	(225,951)	55.5
Utilidad antes de impuestos, interés minoritario y amortización del mayor valor de la inversión	444.760	395.683	(11,0)
Impuestos sobre utilidades	(116.274)	(87.126)	(25,1)
Impuestos diferidos	(36.774)	(36.381)	(1,1)
Total impuestos sobre utilidades	(153.048)	(123.507)	(19,3)
Interés minoritario	(77.088)	(67.381)	(12,6)
Amortización de mayor valor de la inversión.....	7.061	4.772	(32,4)
Utilidad neta.....	221.684	209.566	(5,5)

Impuestos sobre las utilidades. Los impuestos sobre las utilidades disminuyeron Ch\$ 29,5 mil millones en 2007 comparados con el 2006. El impuesto sobre las utilidades acumulado consolidado sumó Ch\$ 123,5 mil millones el 2007, incluyendo un cargo por impuesto a la utilidad de Ch\$ 87,1 mil millones y Ch\$ 36,4 mil millones por impuestos diferidos. El impuesto al ingreso acumulado fue Ch\$ 29,2 mil millones menor que en el 2006, con respecto a un menor ingreso gravable, principalmente en Endesa Chile y Emgesa en Colombia. La tasa impositiva efectiva de la empresa (la relación del total de los impuestos sobre las utilidades con la de los impuestos antes de las utilidades) disminuyó de 34% en 2006 a 27,5% en 2007, debido a la disminución de nuestro ingreso imponible a una tasa chilena, que es menor que la tasa impositiva en otros países.

Interés minoritario. Los gastos de interés minoritario disminuyeron Ch\$ 9,7 mil millones el 2007, principalmente debido al menor ingreso neto de nuestras filiales en Perú, Argentina y Colombia.

B. Liquidez y recursos de capital.

La sección a continuación contiene una descripción de nuestras fuentes y usos de caja y refleja los principales generadores del flujo de caja de Endesa Chile, de conformidad con lo habitualmente informado a nuestros acreedores de deuda e incluido en el cálculo de los covenants financieros. Estos comentarios y análisis son pertinentes para los acreedores de Endesa Chile puesto que presenta los efectos financieros que varían conforme a los efectos contables como consecuencia de la brecha de tiempo entre ciertos flujos de caja y los efectos contables reales. Para mayor información acerca de los flujos de caja bajo una óptica contable en lugar de financiera, véase el “Estado consolidado de los flujos de caja para los años terminados el 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008 en el Ítem 18.

Endesa Chile recibe un flujo de caja de sus propios activos operacionales y de sus filiales, así como de las compañías coligadas en Chile y el exterior.

Los flujos de caja generados por Endesa Chile y las filiales en las cuales Endesa Chile tiene una participación del 100% (es decir, San Isidro, y Conosur en el 2007 y solo San Isidro en el 2008) se incluyen en el análisis como ingresos y egresos de actividades operacionales. Los ingresos y egresos de las demás filiales (Pehuenche, Pangué, Celta, Endesa Eco, Canela, Ingendesa, Enigesa, Túnel El Melón, Endesa Costanera, El Chocón, Emgesa y Edegel) y las compañías coligadas (Electrogas, Gas Atacama, HidroAysén, GNL Quintero, GNL Chile y Endesa Brasil) en Chile y en el exterior se incluyen en el análisis fundamentalmente como dividendos y reducciones de capital y además como ingreso financiero y amortización de deudas entre compañías.

	<u>2007</u>	<u>2008</u>
	(cifras en	millones \$)
CAJA INICIAL (A)	103,1	107,3
FUENTES (B) + (C)	1.928,0	3.715,0
Ingresos de caja de Chile (B)	1.765,4	3.584,4
Caja de operaciones	1.384,5	2.269,0
Ingreso financiero de las filiales chilenas	6,3	5,2
Dividendos de las filiales chilenas,	220,7	377,6
Amortización de deuda entre compañías de las filiales chilenas	25,9	113,8
Otros ingresos de actividades no operacionales	23,7	49,7
Nuevo financiamiento neto	104,4	769,1
Ingresos de caja de las filiales extranjeras (C)	162,6	130,6
Ingreso financiero de las filiales extranjeras,	0,6	0,5
Dividendos de las filiales y coligadas extranjeras	143,9	130,1
Reducciones de capital	4,8	0,0
Amortizaciones de deuda intercompañías de filiales extranjeras	10,4	0,0
Comisiones de administración y otros	2,9	0,0

	<u>2007</u>	<u>2008</u>
	(cifras en	millones \$)
USOS (D) + (E)	1.923,8	3.013,6
Egresos de caja de operaciones (D)	1.533,8	2.012,4
Egresos de caja de operaciones	1.404,9	1.942,8
Impuestos	128,9	69,6
Egresos de caja de actividades no operacionales (E)	390,0	1.001,2
Préstamos Intercompañía.....	4,1	43,4
Gasto financiero y contratos de derivados.....	182,7	177,8
Pago de dividendos.....	202,8	278,3
Amortización neta de deuda	0,0	421,1
Otros	0,4	80,6
CAJA FINAL (A)+(B)+(C)-(D)-(E).....	107,3	808,7

(1) Incluye flujos de caja de inversiones y operaciones.

Para el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2008, las principales fuentes de fondos de Endesa Chile fueron las siguientes:

- \$ 2.269,0 millones de ingresos de caja derivados de los ingresos de explotación antes de impuestos y gasto financiero; de Endesa Chile y sus filiales 100% de su propiedad.
- \$ 496,6 millones de ingresos financieros, dividendos y amortización de los créditos intercompañías de sus otras filiales chilenas;
- \$ 769,1 millones de operaciones de financiamiento netas que incluyen préstamos de instrumentos de crédito renovables de Endesa Chile por un monto acumulado de \$ 234 millones; \$ 200 millones de un nuevo préstamo bancario; y \$335 millones proveniente de una nueva emisión de bonos locales en UF; y
- \$ 130,6 millones de filiales y coligadas extranjeras, principalmente Endesa Brasil (\$ 58 millones), Emgesa (\$ 60 millones) y Edegel (\$ 10 millones).

Los ingresos de caja acumulados que provienen de estas fuentes sumaron los \$ 3.715,0 millones.

Para el mismo período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2008, los egresos de caja principales de Endesa Chile sumaron la suma de \$ 3.013,6 millones, producto de los siguientes elementos:

- \$ 1.942,8 millones en inversiones, incluyendo gastos de capital y gastos operacionales de Endesa Chile y sus filiales de propiedad absoluta;
- \$ 177,8 millones en gastos financieros (neta de los contratos de derivados). En 2008, los instrumentos de derivados llevaron a un mayor gasto financiero de \$ 0,3 millones.
- \$ 278,3 millones de pagos de dividendos realizados por Endesa Chile y los dividendos realizados por las filiales de propiedad absoluta de Endesa Chile a terceros.

A diciembre de 2008, el saldo de caja de Endesa Chile y sus filiales de propiedad absoluta era de \$ 808,7 millones.

Para el periodo terminado el 31 de diciembre de 2007, las principales fuentes de financiamiento de Endesa Chile fueron:

- \$ 1.384,5 millones de ingresos de caja derivados de los ingresos de explotación antes de impuestos y gasto financiero; de Endesa Chile y sus filiales 100% de su propiedad.

- \$ 259,9 millones de ingresos financieros, dividendos y amortización de los créditos entre compañías de sus otras filiales chilenas;
- \$ 23,7 millones de actividades no operacionales, principalmente la venta de acciones de Emgesa S.A. a Empresa Eléctrica de Bogotá (según lo acordado en el contrato de fusión Emgesa S.A. – Betania S.A.) por \$ 16,7;
- \$ 104,4 millones de operaciones de financiamiento netas que principalmente incluyen cuatro préstamos de instrumentos de crédito renovables de Endesa Chile por un monto acumulado de \$ 116 millones; y
- \$ 162,6 millones de filiales extranjeras y empresas extranjeras relacionadas, principalmente Endesa Brasil S.A. (\$ 74 millones), Emgesa S.A. (\$ 50 millones) y Edegel S.A. (aprox. \$ 19 millones).

Los ingresos de caja acumulados que provienen de estas fuentes sumaron \$ 1.928 millones.

Para el mismo período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007, los egresos de caja principales de Endesa Chile sumaron aproximadamente \$ 1.923,8 millones, producto de los siguientes elementos:

- \$ 1.404,9 millones en inversiones, incluyendo gastos de capital y gastos de ejecución de Endesa Chile y sus filiales 100% de su propiedad;
- \$ 128,9 millones en impuestos pagados por Endesa Chile y sus filiales 100% chilenas de su propiedad;
- \$ 182,7 millones del gasto financiero (cifra neta después de los contratos de derivados). En 2007, los instrumentos de derivados ocasionaron una cifra negativa de \$ 0,3 millones.
- \$ 202,8 millones de pagos de dividendos realizados por Endesa Chile y los dividendos realizados por las filiales de propiedad absoluta de Endesa Chile a terceros; y

A diciembre de 2007, Endesa Chile, incluyendo sus filiales 100% de su propiedad absoluta contaban con una caja final de \$ 107,3 millones.

Para obtener una descripción de los riesgos de liquidez que son producto de la incapacidad de las filiales de Endesa Chile de transferir fondos, véase el “Ítem 3. Información Clave – D. Factores de riesgo —Riesgos Relacionados con nuestras operaciones en cada país que operamos—Dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales y coligadas para cumplir con nuestras obligaciones de pago”.

Endesa Chile coordina la estrategia de financiamiento global de sus filiales. Sus filiales operativas desarrollan sus planes de gastos de capital de manera independiente y, por lo general, la estrategia consiste en que las filiales operativas arreglen de forma independiente sus programas de expansiones de capital por medio de los fondos generados internamente o el financiamiento directo. Endesa Chile coordina todo el financiamiento para las adquisiciones de generación en Endesa Chile a través de préstamos intercompañía. Para obtener mayor información sobre los compromisos de gastos de capital de Endesa Chile, véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía — A. Historia y el desarrollo de la compañía — Las inversiones, gastos de capital y desinversiones”.

El 3 de julio de 2007 Standard & Poor’s subió de grado la calificación crediticia de Endesa Chile de BBB- a BBB con “perspectiva estable”. El mismo mes, las empresas de calificación Feller Rate y Fitch mejoraron la calificación doméstica de Endesa Chile de A+ a AA- con perspectiva estable.

Endesa Chile accedió al mercado internacional de capital social mediante la inscripción de una emisión de ADR inscritos con la SEC el 3 de agosto de 1994. Además, con frecuencia ha emitido bonos en los mercados de capitales internacionales, llamados Bonos Yankee. Endesa Chile emitió bonos Yankee entre 1996 y 2003, de los cuales \$1,5 mil millones actualmente se encuentran en circulación al 31 de diciembre de 2008.

La tabla que aparece a continuación identifica los bonos Yankee emitidos por Endesa Chile y de sus filiales consolidadas al 31 de diciembre de 2008. La tasa de interés anual promedio ponderada de los bonos Yankee emitidos por Endesa Chile y sus afiliadas consolidadas es 8,20%.

<u>Emisor</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Cupón</u>	<u>Monto del principal acumulado emitido</u>	<u>Monto del principal acumulado en circulación</u>
		(como porcentaje)	(en millones de dólares)	(in millones de dólares)
Endesa Chile.....	1 abril 2009	8,500	400,0	400,0 ⁽³⁾
Endesa Chile.....	1 agosto 2013	8,350	400,0	400,0
Endesa Chile.....	1 agosto 2015	8,625	200,0	200,0
Endesa Chile.....	1 febrero 2027	7,875	230,0	205,9 ⁽¹⁾
Endesa Chile.....	1 febrero 2037	7,325	220,0	220,0 ⁽²⁾
Endesa Chile.....	1 febrero 2097	8,125	200,0	40,4 ⁽¹⁾

(1) Considera la cancelación de los bonos Yankee recomprados por Endesa Chile en 2001.

(2) Los tenedores de estos bonos yankee ejercieron su opción de venta a Endesa Chile por un monto total de \$ 149,2 millones el 1 de febrero 2009. Los bonos restantes vencen en febrero 2037.

(3) Estos bonos Yankee vencieron y se pagaron en abril 2009.

Los bonos Yankee de Endesa Chile contienen disposiciones que limitan la capacidad con la cual Endesa Chile y ciertas filiales suyas pueden (i) crear o incurrir en gravámenes sobre propiedades y activos y (ii) celebrar transacciones de venta y de retro arriendo.

Entre el año 2001 y 2008, Endesa Chile emitió bonos en el mercado chileno, llamados Bonos Locales, de los cuales UF 19,5 millones (\$ 655 millones de dólares) estaban en circulación al 31 de diciembre de 2008.

La tabla a continuación identifica los Bonos Locales emitidos Endesa Chile y en circulación al 31 de diciembre de 2008. La tasa de interés anual promedio ponderada de los bonos Yankee emitidos por Endesa Chile y sus filiales es calculada a una tasa ajustada por inflación de 4.96%.

<u>Emisor</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Cupón (tasa ajustada por inflación)</u>	<u>Monto del principal acumulado emitido</u>	<u>Monto del principal acumulado en circulación</u>
		(como porcentaje)	(millones de UF)	(millones de UF)
Endesa Chile.....	1 agosto 2022	6,20	1,5	1,5
Endesa Chile.....	1 agosto 2028	6,20	4,0	4,0
Endesa Chile.....	15 abril 2027	3,80	4,0	4,0
Endesa Chile.....	15 diciembre 2029	4,75	10,0	10,0

Endesa Chile y sus filiales en los cinco países en los cuales opera también tienen acceso a los mercados de capitales locales en los cuales han emitido instrumentos de deuda que incluyen papeles comerciales y bonos a mediano y largo plazo que se venden principalmente a los fondos de pensiones, compañías de seguros de vida y otros inversionistas institucionales. Para obtener mayor información de los bonos locales emitidos por Endesa Chile, véase la Nota 19 de los estados financieros consolidados auditados.

Además, Endesa Chile con frecuencia se endeuda en los mercados de bancos comerciales, tanto en la forma de créditos bilaterales como préstamos sindicados.

Entre los meses de febrero de 2004 y diciembre de 2008, Endesa Chile suscribió cuatro créditos renovables sindicados sin garantía con varios bancos por la suma total de \$ 850 millones y con fechas de vencimiento entre los años 2009 y 2014. Cada uno de estos créditos está sujeto a la cláusula de prepagado obligatorio, *inter alia*, a opción de cada acreedor en caso del “Cambio de Control”, según lo definido en los

contratos. En ningún caso se puede gatillar la cláusula de cambio de control si Endesa España continúa en la cadena de control de Endesa Chile. En el caso de que Endesa España ya no formase parte de la cadena de control, cualquier acreedor podría invocar la cláusula sobre el cambio de control, sujeto a ciertas condiciones adicionales. De conformidad al crédito de 2004, la nueva sociedad controladora tendría que tener una calificación crediticia por S&P o Moody's no menor a la de Endesa España después del lanzamiento de la transacción que culminara en un Cambio de Control efectivo. Sin embargo, bajo los créditos de 2006 y 2008, la calificación crediticia de la nueva entidad controladora puede ser inferior a la de Endesa España antes del anuncio inicial de la transacción y no se podría gatillar ninguna cláusula de Prepago Obligatorio por Cambio de Control a no ser que S&P, Moody's y Fitch otorgasen a la nueva sociedad controladora una calificación una posición inferior, incluyendo con respecto a la perspectiva, a la que mantiene Endesa España en ese momento.

Los instrumentos de crédito de diciembre 2006 y 2008 no contienen condición precedente a un giro la inexistencia de un "efecto material adverso" (según se define en el contrato) antes del desembolso, otorgando a la empresa la flexibilidad de usar tal crédito renovable bajo cualquier circunstancia. El monto no utilizado de los cuatro instrumentos de crédito renovables de Endesa Chile suma \$ 400 millones al 31 de diciembre de 2008.

En junio 2008, Endesa Chile firmó un préstamo a seis años plazo por \$200 millones y un crédito renovable por \$200 millones. Los fondos del préstamo a plazo fueron utilizados para refinanciar los \$400 millones del Bono Yankee con vencimiento en julio 2008.

Todos los instrumentos de crédito de Endesa Chile están sujetos al cumplimiento de ciertos covenants financieros. No así los Bonos Yankee de Endesa Chile.

Como es de rigor en ciertos mecanismos de crédito y en operaciones de mercados de capitales, una parte significativa del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. Los cuatro instrumentos de crédito arriba señalados además de todos los Bonos Yankee de Endesa Chile contienen disposiciones de incumplimiento cruzado con distintos criterios, definiciones, umbrales de importancia relativa y aplicabilidad en relación a las filiales que pudiesen provocar el incumplimiento cruzado. Los bonos Yankee constituyen los instrumentos más restrictivos puesto que todo incumplimiento de vencimiento por parte de Endesa Chile o cualquiera de sus filiales podría provocar el incumplimiento cruzado de los bonos Yankee de Endesa Chile si el principal del incumplimiento de vencimiento, medido en forma individual, excede los \$30 millones o su equivalente en otras monedas. En el caso de un incumplimiento confirmado superior al umbral de materialidad, los tenedores de bonos tendrían la opción de acelerar si el depositario o bien los tenedores de bonos que representan no menos del 25% de la totalidad de la deuda de una serie en particular en circulación en ese momento, optan por hacerlo. En el caso de todos los créditos bancarios renovables de Endesa Chile el crédito en incumplimiento debe exceder los \$50 millones, para dar lugar al posible incumplimiento cruzado, cuando el principal de la deuda también excede los \$50 millones, o su equivalente en otras monedas. La disposición de incumplimiento cruzado de los instrumentos de deuda bancaria para Endesa Chile en el caso de deuda con riesgo de Chile, sólo se refiere a las llamados "Filiales Relevantes", un término definido contractualmente que refiere a las filiales más importantes. Existe una determinación matemática compleja para determinar la lista de Filiales Relevantes que puede variar de año en año. A diciembre 2008, las filiales relevantes de Endesa Chile son Endesa Argentina S.A., Generandes Perú S.A., y Emgesa.

Algunos otros eventos de incumplimiento habituales incluyen la quiebra y procedimientos de insolvencia, juicios materiales adversos y algunas acciones gubernamentales tales como la nacionalización, embargo o expropiación de activos. Las disposiciones de aceleración cruzada generales ocasionan un evento de incumplimiento solamente en aquellos casos en que otras deudas importantes se hubiesen acelerado a pedido de los acreedores de las mismas u de otra manera de conformidad a los términos de las mismas, posterior al vencimiento de los plazos de gracia, cuando proceda, y después de la presentación de las notificaciones formales.

Al momento de la inscripción este Reporte, Endesa Costanera, nuestra filial argentina, no había pagado las cuotas con vencimiento en marzo 2009 de su contrato de crédito con Mitsubishi Corporation "MC" firmado en 1996. Sin embargo, el 31 de marzo de 2009, MC envió un documento de dispensa del pago en mora de Endesa Costanera. El documento también establece la disponibilidad de MC a discutir una

reprogramación de los montos en mora.

Finalmente, la mayoría de nuestras compañías tiene acceso a líneas de crédito existentes que son suficientes para satisfacer nuestras actuales necesidades de capital de trabajo.

Los pagos de dividendos y distribuciones por parte de las filiales y coligadas de Endesa Chile representan una fuente de fondos importante para Endesa Chile. El pago de dividendos y otras distribuciones de algunas filiales y coligadas pueden estar sujetos a ciertas restricciones legales y contractuales tales como las exigencias de reserva legal, los criterios de utilidades de capital y utilidades no distribuidas, y es contingente a sus utilidades y flujos de caja. Los representantes legales de Endesa Chile en las distintas jurisdicciones donde operan sus filiales y coligadas advierten que en la actualidad no existe ninguna otra restricción legal que se aplique al pago de dividendos y contribuciones a Endesa Chile desde tales jurisdicciones, a parte de las restricciones de rigor que limitan los dividendos a la utilidad neta y las utilidades retenidas. Hay ciertos créditos y contratos de inversiones de las filiales de Endesa Chile que limitan el pago de dividendos y de contribuciones en ciertas circunstancias. Para obtener una descripción de los riesgos de liquidez asociados a nuestra condición de sociedad de inversiones, véase “Ítem 3. Información clave – D. Factores de riesgo— Riesgos asociados a nuestras operaciones en todos los países en que tenemos operaciones—Dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales para cumplir con nuestras obligaciones de pago” en el presente Reporte.

La administración considera que el flujo de caja generado por las operaciones, los saldos de caja, las líneas de crédito disponibles (incluyendo las de los proveedores) y los endeudamientos programados serán suficientes para cumplir con nuestras necesidades de capital de trabajo, de servicio de la deuda y de inversiones en el futuro previsible.

Las transacciones que tuvieron el mayor impacto en la liquidez de nuestras filiales extranjeras durante 2008 son las siguientes:

- Edegel: contrato de leasing financiero por \$ 90 millones de dólares para financiar el proyecto Santa Rosa. Edegel también realizó una emisión de bonos en el mercado peruano por aproximadamente \$29 millones de dólares. Finalmente, la compañía obtuvo préstamos por \$ 96 millones de dólares, que se utilizaron para refinanciar y prepagar deuda.
- Endesa Costanera: refinanciamientos de deuda por \$ 60 millones con préstamos bancarios a mediano y largo plazo, y financiamiento con proveedores a 5 años plazo.
- El Chocón: refinanciamiento de deuda por \$ 12 millones con préstamos bancarios en moneda local, extendiendo sus vencimientos de deuda.
- Emgesa: préstamos bancarios por \$147 millones de dólares con vencimiento en el corto plazo.

Las transacciones que tuvieron el mayor impacto en la liquidez de nuestras filiales extranjeras durante 2007 fueron las siguientes:

- Edegel: contratos de deuda por \$ 50 millones de dólares a corto y largo plazo. Edegel también emitió bonos en el mercado peruano por un monto total de \$ 71 millones de dólares con vencimientos de 4 a 15 años, cuyos fondos fueron utilizados para refinanciar y prepagar deuda, mejorar condiciones contractuales y plazos de vencimiento.
- Endesa Costanera: refinanciamientos de deuda por \$ 70 millones de dólares con préstamos bancarios a mediano plazo, y financiamiento con proveedores a 5 años plazo
- Emgesa: préstamo bancario por \$57 millones de dólares a corto plazo y refinanciamiento de deuda en febrero 2007 a través de la emisión de un bono local por \$77 millones de dólares con vencimiento en 10 años.

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

La Compañía lleva a cabo diversas actividades de investigación y desarrollo.

- a) Investigando y examinando ubicaciones apropiadas para el desarrollo de nuevas plantas de generación.

En el año 2008 se inició un nuevo programa con el fin de encontrar 1.800 MW de ERNC (energía renovable no convencional) en América latina antes hacia fines del año 2009.

- b) Realizando estudios para verificar la factibilidad técnica y económica de proyectos de generación.

Nuestros principales estudios durante el año 2008 estaban relacionados con proyectos hidroeléctricos, tales como, Piruquina, Los Cóndores, Neltume y El Quimbo. Adicionalmente, durante el mismo año se realizaron estudios del proyecto termoeléctrico Punta Alcalde y otras ubicaciones apropiadas para instalar centrales termoeléctricas. Se gastaron más de \$15 millones de dólares en esta actividad durante el año 2008.

- c) Investigación tecnológica por medio de convenios con centros de investigación, universidades y otras instituciones, buscando adquirir el conocimiento en tecnologías actualmente en etapa de investigación con potencial para ser utilizado en Chile o en otros países Latinoamericanos o en tecnologías de punta aplicables en la Compañía.

Durante 2008, un convenio de cooperación con la Universidad Católica de Chile nos permitió identificar oportunidades en el área de ERNC y sistemas inteligentes para incentivar investigación e innovación en el sector eléctrico. Estas actividades incluyen:

- Investigación y aplicación de energía marina, generada con mareas y olas. El objetivo es estudiar el potencial actual de las costas del sur de Chile y definir la tecnología más apropiada para tales condiciones.
- Aplicaciones de sistemas inteligentes orientados al desarrollo de investigación en el área de procesamiento analítico con inteligencia artificial y herramientas de tecnología de información que pudiesen hacerlos muy útiles en su aplicación en el área de la generación eléctrica.

El monto gastado en investigación y desarrollo durante los últimos tres años fue \$0,2 millones de dólares en 2006, \$0,3 millones de dólares en 2007 y \$1,3 millones de dólares en 2008.

- d) Desarrollo interno de modelos matemáticos y modelamiento de sistemas eléctricos en los que participa la Compañía.

D. Información de tendencias

Durante el año 2008, la demanda de energía disminuyó significativamente, como se muestra a continuación:

	Argentina	Chile		Colombia	Perú
		SIC	SING		
2008 vs 2007	2,9%	-0,9%	4,3%	1,9%	9,5%
2007 vs 2006	6,3%	4,5%	5,4%	4,0%	10,7%

El SIC en Chile enfrentó una crisis de reducción de demanda significativa durante el primer semestre del año 2008. Esto fue resultado de un paquete de medidas de ahorro de energía adoptada por el gobierno chileno debido a varios factores: i) las condiciones de sequía del año 2007 y la primera mitad del año 2008; ii) déficit de gas natural proveniente de Argentina; y iii) altos precios internacionales de crudo.

En febrero 2008 se publicó un decreto de racionamiento que incluyó:

- una reducción de 10% del voltaje;

- acuerdos más flexibles en el uso de agua;
- una campaña comunicacional informando a las familias sobre formas de reducir su consumo de electricidad;
- la entrega de ampolletas más eficientes en el uso de energía a las familias de bajos ingresos; y
- una reducción de un 5% en el consumo de electricidad de las oficinas de gobierno.

Durante el tercer trimestre del 2008, las medidas de ahorro de energía y mayores precipitaciones permitieron al gobierno suspender la aplicación de las medidas al 31 de octubre de 2008.

Adicionalmente, la crisis financiera internacional explica menores tasas anuales de crecimiento en la mayoría de los países.

Las condiciones de gas fueron mejores durante el año 2008 debido a la llegada de GNL a Brasil y Argentina y esperamos que el terminal de GNL comience a operar en Chile en julio de 2009. Nueva capacidad de transporte fue incorporada en Argentina y nuevas plantas de generación en cada país durante el año 2009 debería llevar a sistemas eléctricos más confiables.

El año 2008 mostró una volatilidad significativa en el precio del crudo, que se vio reflejado en mayores costos de generación, particularmente en Argentina y Chile. Durante el tercer trimestre, los precios de insumos básicos cayeron y contribuyeron a reducir los precios de energía.

Al igual que toda la economía en el año 2009, el sector eléctrico debería verse afectado por mayor incertidumbre y volatilidad de precios. En este contexto, la política comercial implementada por Endesa Chile y sus filiales para controlar variaciones y estabilizar márgenes es relevante. Nuestra política comercial busca establecer un marco global para conducir las operaciones de comercialización de energía, estableciendo responsabilidades, lineamientos y niveles de riesgo aceptables, alineados con los objetivos de la Compañía.

Junto a lo anterior, creemos que la incertidumbre y la volatilidad en los mercados ofrece oportunidades para mejorar los márgenes de comercialización y presentan el desafío de relaciones con nuestros clientes, sujetas a precios más altos, y a reguladores cuya principal preocupación en la confiabilidad del suministro eléctrico.

Los inversionistas no deben considerar nuestro desempeño pasado como indicativo de nuestro desempeño futuro.

E. Acuerdos fuera del balance general

Endesa Chile no es parte de transacciones que no estén reflejados en los estados financieros.

F. Tabla de estadísticas de las obligaciones contractuales

La tabla muestra las obligaciones de pago de efectivo al 31 de diciembre de 2008:

Vencimiento de obligaciones de pago por periodo (en miles de millones de Ch\$)
Endesa Chile en una base consolidada (3)

Al 31 de diciembre, 2008	TOTAL	2009	2010- 2011	2012- 2013	2013 en adelante
Deuda bancaria	737	123	372	112	130
Bonos locales.....	867	118	152	44	553
Bonos Yankee	933	395	—	255	284
Otra deuda (1).....	116	26	51	34	6
Gastos de interés.....	1,747	150	226	176	1,194
Obligaciones de pensión y post retiro (2).....	34	4	6	5	19
Obligaciones contractuales	2.322	250	404	350	1.319

operacionales					
Arrendos financieros	141	11	33	41	57
Total	6.897	1.077	1.244	1.017	3.562

- (1) Incluye el contrato de financiamiento con Peruana de Energía S.A. (Perené) por Ch\$ 5,6 mil millones y la deuda de Endesa Costanera con Mitsubishi Corporation por Ch\$ 92 mil 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) Todas las cifras están en pesos chilenos históricos de cada año.

G. Puerto Seguro

La información en los Ítem 5.E y 5.F contiene declaraciones que pueden constituir declaraciones con perspectivas hacia el futuro. Véase “Declaraciones con visión hacia el futuro” en la “Introducción” del presente Reporte para las disposiciones sobre el puerto seguro.

Ítem 6. Directores, gerencia general y empleados

A. Directores y gerencia general

Somos administrados por nuestro directorio que está compuesto por nueve miembros con un mandato de tres años y que son elegidos por la Junta General Ordinaria de Accionistas (“JGA”). En caso de haber un cargo vacante durante ese período, el directorio elige a un director interino para ocupar dicha vacante hasta la próxima junta de accionistas, momento en el cual se procederá a elegir al directorio completo. Cinco miembros del directorio dejaron el mismo en el 2008. Todo el directorio fue elegido en la última junta de accionistas que tuvo lugar el 15 de abril de 2009. Nuestros gerentes son designados por el directorio y ocupan sus cargos a juicio del directorio. A continuación se presenta una lista de nuestros directores y gerentes al 31 de diciembre de 2008.

<u>Nombre</u>	<u>Puesto</u>	<u>Antigüedad en el cargo</u>
Directores		
Mario Valcarce D. (2).....	Presidente	2006
Juan Gallardo C. (4)	Vicepresidente	2008
Borja Prado E. (3).....	Director	2008
Francesco Buresti	Director	2008
Leonidas Vial E. (1)	Director	1995
Raimundo Valenzuela L. (1)(2)(4).....	Director	2007
Fernando D’Ornellas S. (3)	Director	2008
Jaime Estévez V. (1)(2)(3)	Director	2006
Pío Cabanillas A. (4)	Director	2008

- (1) Miembro independiente
- (2) Miembro del Comité de Directores.
- (3) Miembro del Comité de Auditoría.
- (4) Miembro del Directorio que renunció en marzo 2009.

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Antigüedad en el cargo</u>
---------------	--------------	-------------------------------

Gerentes

Rafael Mateo A.	Gerente General	2005
Juan Benabarre B.....	Gerente de Producción y Transmisión	2005
Sebastian Fernández C. .	Gerente de Planificación Energética	2008
Renato Fernández B.	Gerente de Asuntos Externos	2003
Manuel Irrarrázaval A.....	Gerente de Administración y Finanzas	2006
Claudio Iglesias G.	Gerente de Generación Chile	1999
Carlos Martín V.....	Gerente de Fiscalización	1996
Juan Carlos Mundaca A.	Gerente de Recursos Humanos	2000
Julio Valbuena S.....	Gerente de Planificación y Control	2002
José Venegas M.....	Gerente de Comercialización y Ventas	2001

Directores

Mario Valcarce D. Presidente del Directorio y Miembro del Comité de Directores. Fue elegido Director y Presidente del Directorio el 26 de octubre de 2006. Desde agosto del 2003 hasta el 26 octubre del 2006, el Sr. Valcarce ocupó el cargo de Gerente General de Enersis. Se incorporó a Chilectra en 1980. Fue gerente de finanzas de Endesa Chile desde 1995 a septiembre de 2002 y gerente de finanzas de Enersis desde octubre de 2002 a julio de 2003. Es integrante del Comité de Clasificación de Riesgos del Sistema de Fondos de Pensiones de Chile. Desde marzo del año 2004, ha sido miembro del Consejo Directivo Empresarial Asesor de la Escuela de Ingeniería Comercial de la PUC de Valparaíso. Desde octubre del año 2006, ha sido miembro del Directorio de la Universidad Católica de Valparaíso Televisión, y desde febrero 2007, miembro del círculo de finanzas y negocios de ICARE. El Sr. Valcarce ha sido nombrado director de la Sociedad de Fomento Fabril (Sofofa) para el período junio de 2007- junio de 2011 y también es Director de Generandes Perú S.A. El Sr. Valcarce es ingeniero comercial de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.

Juan Gallardo C., Director y Vice Presidente del Directorio. El Sr. Gallardo pasó a ser director en abril de 2008. En octubre 2007, el Sr. Gallardo fue designado gerente de Finanzas de Endesa España y miembro de Comité Ejecutivo. Desde 1997 hasta 2007, el Sr. Gallardo fue Director General de la División de Economía y Finanzas de Acciona. El Sr. Gallardo posee un título en leyes, es miembro del Colegio de Abogados de Madrid. Tiene un diploma en Asuntos de Recursos Humanos en la Escuela Social de Madrid y también en Ley Financiera y Tributaria del Centro de Estudios Financieros.

Leonidas Vial E., Director. Pasó a ser director en abril de 1995. El Sr. Vial ha ocupado el cargo de vicepresidente de la Bolsa de Comercio de Santiago desde junio de 1988, así como de director de Empresas Santa Carolina S.A., Cía. Industrial El Volcán S.A., Larrain Vial S.A., Presidente de las Cías Cic S.A., director de Embotelladora Arica, ninguna de las cuales está relacionada con el Grupo Endesa.

Jaime Estévez V., Director y Miembro del Comité del Directorio y Comité de Auditoría. El Sr. Estévez pasó a ser director en abril de 2006. Desde el 27 de marzo del 2007, el Sr. Estévez es director del Banco de Chile. Fue Ministro de Obras Públicas y Ministro de Transporte y Telecomunicaciones el 2005, además del presidente de directorio de BancoEstado, un banco estatal, entre 2000 y 2004, y director de AFP Provida y AFP Protección, dos fondos de pensiones de Chile. De 1990 a 1998 fue congresista y Presidente de la Cámara Baja del Congreso. Es titulado en economía de la Universidad de Chile y se ha desempeñado como docente de Universidad de Chile y recibió el Premio ICU para el mejor alumno de ingeniería comercial de la Universidad de Chile.

Raimundo Valenzuela L., Director y Miembro del Comité del Directorio. El Sr. Valenzuela pasó a ser Director en Abril de 2007. El Sr. Valenzuela trabajó en la Superintendencia de Valores y Seguros por cuatro años. Ha ocupado altos puestos gerenciales en diferentes empresas en Chile, tales como Cristalerías de Chile y Viña Santa Rita. El Sr. Valenzuela ha sido director del directorio de otras empresas no relacionadas con el Grupo Endesa incluyendo Parque Arauco, Forestal Argentina y Compass Chile. El Sr. Valenzuela cuenta con un título en Ingeniería Comercial de la Pontificia Universidad Católica de Chile, donde fue profesor de finanzas y un MBA de la Wharton School, Universidad de Pensilvania.

Pío Cabanillas A., Director. El Sr. Cabanillas es director desde abril 2008 y Director General Adjunto del Presidente del Directorio del Grupo Acciona. Vocero del gobierno español entre el año 2000 y 2002. Director General del Grupo DTRV, Director de Desarrollo y Asuntos Internacionales del Grupo Prisa y Director General de Sogecable. En su carrera fuera de España, el Sr. Cabanillas fue Fiscal General Adjunto de *The News Corporation* y abogado de la Comisión Europea de la Dirección General de Competencia. El Sr. Cabanillas es actualmente Director General de Comunicaciones de Endesa España. El Sr. Cabanillas posee un título en leyes de la Universidad Complutense y un título de post grado en leyes y diplomacia del Fletcher School of Law and Diplomacy (Tufts-Harvard).

Fernando D'Ornellas S., Director y Miembro del Comité de Auditoría. El Sr. D'Ornellas es director desde abril 2008. El Sr. D'Ornellas fue Sub-Director de Finanzas de Johnson & Johnson, Director de Finanzas de Toyota España, Consejero Adjunto de Chrysler España, Presidente de Chrysler Portugal, Director general de Bergé Automoción. El Sr. D'Ornellas es actualmente Consejero Adjunto de Bergé Automoción, Vicepresidente de SK Bergé Latino America y Director de Endesa España. El Sr. D'Ornellas posee un título de ICADE E-3, un post grado en Administración del Instituto de Empresas y un post grado en Administración de Empresas del IESE en Barcelona (Sección Internacional).

Francesco Buresti, Director. El Sr. Buresti es Director desde abril de 2008. El Sr. Buresti fue consultor del sector industrial en Accenture, y consultor de McKinsey en los sectores industrial y servicios públicos. En 2005 el Sr. Buresti se incorporó a Enel como Director de Adquisiciones en Distribución (redes y mercado). En octubre del año 2007, el Sr. Buresti fue designado Director de Adquisiciones Generales y Miembro del Comité Ejecutivo del Grupo Endesa España. El Sr. Buresti posee un título en Ingeniería Electrónica de la Università degli Studi di Bologna.

Borja Prado E., Director y Miembro del Comité de Auditoría. El Sr. Prado es Director desde Abril 2008. El Sr. Prado es actualmente Presidente Ejecutivo de Mediobanca en España y Portugal y Gerente Regional para Sudamérica. El es también Presidente de la Comisión de Auditoría, miembro del Comité de Compensación y Nombramiento y Consejero de Telecinco España, la red de televisión privada más grande de España. En Marzo 2009, fue elegido Presidente de Endesa España. El Sr. Prado posee un título en derecho de la Universidad Autónoma de Madrid.

En la Junta General de Accionistas del 15 de abril de 2009 se nombró un nuevo directorio. Los nuevos directores son: Sr. Andrea Brentan, Sr. José María Calvo-Sotelo, y Gerardo Jofré. Adicionalmente, se reeligió a los siguientes directores: Sr. Mario Valcarce, Sr. Francesco Buresti, Sr. Fernando D'Ornellas, Borja Prado, Sr. Jaime Estévez y Sr. Leonidas Vial.

Gerentes

Rafael Mateo A. asumió el cargo de gerente general en septiembre de 2005, después de desempeñarse como gerente de producción y transporte desde agosto de 1999. Previo a eso, desde el año 1982, trabajó en Endesa España, siempre en el área de generación, donde ocupó el cargo de Director de centrales eléctricas y Director de Producción Térmica. De enero 1997 a julio de 1999 se desempeñó como Subdirector de producción de Endesa España. También ocupó el cargo de Presidente del Grupo Europeo de la Producción Térmica de Unipede en Bruselas. Es titulado en ingeniería industrial de la Universidad de Zaragoza y posee dos post grados, uno en administración de empresas del Instituto de Estudios Superiores de la Empresa ("IESE") y el otro de INSEAD.

Sebastián Fernández C. se integró a Enersis en enero de 1997, comenzando su carrera profesional como ingeniero de estudios. Ha ocupado diferentes cargos en el Grupo, tales como, Gerente de Proyecto Endesa Europa, Subgerente de Planificación e Inversiones de Endesa Italia, y Subgerente de Proyectos de Generación de Endesa Chile. Desde enero de 2008, ocupa el cargo de Gerente de Planificación Energética de Endesa Chile. El Sr. Fernández posee un título de Ingeniero Comercial de la Universidad de Los Andes y asistió al programa YMP de INSEAD, en Fontainebleu, Francia.

Renato Fernández B. ha ocupado el cargo de Gerente de Asuntos Externos desde agosto de 2003 cuando se integró a Endesa Chile. Previo a eso se desempeñó como Gerente de Asuntos Externos de Smartcom PCS de diciembre de 2000 a julio de 2003. De diciembre de 1997 a diciembre de 2000, Sr. Fernández ocupó el cargo de Gerente de Asuntos Externos de Hill & Knowlton Captiva. Es titulado en periodismo de la

Universidad Gabriela Mistral.

Manuel Irrázaval A. ha ocupado el cargo de Gerente de Administración y Finanzas desde noviembre de 2006. Con excepción de un período de 17 meses durante el cual se desempeñó como Gerente de Finanzas de Viña Santa Rita, una viña, el Sr. Irrázaval ha estado vinculado con las filiales de Endesa Chile desde su incorporación a Enersis en 1995. Ocupó el puesto de Gerente de Fomento de Endesa Internacional en Madrid, Gerente de Fomento de Endesa North America (en Nueva York) y de Subgerente de Finanzas de Endesa Chile entre 2002 y febrero de 2005. El Sr. Irrázaval es ingeniero civil de la Pontificia Universidad Católica de Chile con mención en ingeniería ambiental y tiene un post grado en ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile además de un post grado en administración de empresas de Darden Graduate School of Business de la University of Virginia en los EE.UU.

Juan Benabarre B. se integró a Endesa Chile en octubre de 1995. El Sr. Benabarre asumió el cargo de Gerente de Producción y Transporte en octubre 2005. El Sr. Benabarre ha ocupado varios cargos en el Grupo Endesa Chile desde 1979. Entre 2000 y 2005, se desempeñó como Gerente General de Ingendesa. El Sr. Benabarre también es director de varias empresas del Grupo Endesa. El Sr. Benabarre es titulado en ingeniería civil mecánica de la Universidad de Chile y tiene estudios de postgrado en energía geotérmica de la University of Auckland, New Zealand. Además posee un post grado en administración de empresas de la Universidad Adolfo Ibáñez.

Claudio Iglesias G. ocupa el cargo de Gerente de Generación desde julio de 1999. Se integró a Endesa Chile en 1982. Ha ocupado el cargo de Gerente General de Emgesa y Betania, ambas filiales colombianas de Endesa Chile, y de Central Buenos Aires, actualmente parte de la filial de Endesa Chile, Endesa Costanera en Argentina. El Sr. Iglesias fue Director de CAMMESA y Presidente de la AGEERA en Argentina. Es titulado en ingeniería civil eléctrica de la Universidad de Chile.

Carlos Martín V. pasó a ocupar el cargo de Fiscal General en mayo de 1996. Se había desempeñado también como Fiscal de Enersis cuando se integró a la empresa en 1989. Es titulado en derecho de la Universidad Católica de Valparaíso y tiene un doctorado en derecho de la Universidad de Navarra, España.

Juan Carlos Mundaca A. ocupa el cargo de Gerente de Recursos Humanos desde junio de 2000. Con anterioridad, de enero de 1998 a mayo de 2000, fue Gerente de Recursos Humanos de Chilectra S.A. El Sr. Mundaca también se ha desempeñado como Gerente de Servicio al Cliente y Gerente de Sucursal de Chilectra cuando se integró a la compañía en 1974. El Sr. Mundaca es titulado en ingeniería comercial de la Universidad de Santiago, Chile.

Julio Valbuena S. es Gerente de Planificación y Control de Endesa Chile desde julio de 2002. El Sr. Valbuena se desempeñó como Gerente de Planificación y Control de Endesa Energía (España) de 1998 a junio de 2002. Tiene un título de post grado en administración de empresas del Instituto de Estudios Superiores de la Empresa (Madrid) y es titulado en ingeniería civil de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad Politécnica de Madrid.

José Venegas M. es el Gerente Regional de Trading y Comercialización desde junio de 2001. Se integró a la Compañía en 1992. También se ha desempeñado como Gerente de Planificación y Energía de junio de 2000 a abril de 2001, como Gerente Comercial de septiembre de 1997 a mayo de 2000 y como Director del Centro de Despacho de Carga Económica (CDEC) del SIC durante 1997. El Sr. Venegas es titulado en ingeniería civil industrial de la Universidad Católica de Chile y posee un post grado en administración de empresas de la Universidad Adolfo Ibáñez.

B. Remuneración

En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 1 de abril de 2008, nuestros accionistas mantuvieron la política de remuneración para el directorio que aprobaron el año pasado. Cada director recibe un sueldo fijo de 55 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 36 U.F. El vicepresidente recibe un sueldo fijo de 82,5 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 54 U.F. El presidente recibe un sueldo fijo de 110 UF mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 72 U.F. En 2008, la remuneración total percibida por cada uno de los directores en pesos corresponde a los montos indicados a continuación:

Director	Remuneración directorio Endesa Chile	Remuneración directorio filiales	Comité de Directores	Total
Año terminado al 31 de diciembre, 2008 (en Ch\$)				
Mario Valcarce D.	43.258		8.405	51.663
Carlos Torres V. (1).....	5.284			5.284
Jaime Estévez V	21.251		13.770	35.021
Leonidas Vial E.	20.490			20.490
Raimundo Valenzuela L. (2)	20.486		6.883	27.369
Enrique García A. (1)	5.829		2.306	8.135
José Fernández O. (1).....	5.829		2.306	8.135
Juan Gallardo C. (2) (4)				
Francesco Buresti (4)				
Pío Cabanillas A. (2) (4)				
Fernando D'Ornellas S.	13.914		3.807	17.721
Borja Prado E.	15.424		1.528	16.952
Rafael Español N. (1)	5.829			5.829
José María Calvo-Sotelo I. (1)(3) .	5.829			5.829
Total	<u>163.423</u>	<u> </u>	<u>39.005</u>	<u>202.428</u>

- (1) Miembro del Directorio hasta marzo 2008.
(2) Miembro del Directorio hasta marzo 2009.
(3) Designado miembro del directorio en abril 2009.
(4) Miembro del Directorio sin compensación.

No revelamos a nuestros accionistas ni a otros la información relativa a la remuneración percibida por cada uno de nuestros ejecutivos. Al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008, la remuneración acumulada desembolsada o devengada de los principales ejecutivos de Endesa Chile (incluyendo los bonos por desempeño) sumó Ch\$2.394 millones. Los principales ejecutivos califican para recibir una remuneración variable en virtud del plan de bonos. Endesa Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anual por cumplimiento de los objetivos globales de la empresa y por nivel de aportación individual a los resultados de la Compañía. El plan de bonos anual establece un rango de los montos de los bonos según el nivel jerárquico. Los bonos que se entregan finalmente a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales. La remuneración variable total desembolsada en marzo de 2009 fue Ch\$693 millones y se incluye en la remuneración acumulada. De esta remuneración variable, Ch\$ 133 millones fueron depositados en los fondos de pensiones y Ch\$ 560 millones fueron pagados a los gerentes.

Los montos provisionados o devengados por la Compañía en 2008 con el objetivo de entregar los beneficios de pensión, retiro o similares totalizaron Ch\$ 260 millones.

Los montos provisionados o devengados por la Compañía con el objetivo de entregar los beneficios de indemnización por despido a sus gerentes alcanzaron un total de Ch\$406 millones de los cuales Ch\$ 86 millones se devengaron durante el 2008.

Todos nuestros gerentes cuentan con contratos de indemnización por despido con la empresa en el caso de renuncia voluntaria, acuerdo mutuo entre las partes, o muerte. No cuentan con un derecho a indemnización por despido si su relación con la empresa se termina debido a mala conducta, negociaciones prohibidas, ausencias injustificadas, abandono de deberes, entre otras causas, como están definidas en el artículo 160 del Código del Trabajo. Todos los empleados de la empresa tienen derecho a un pago legal por despido si son despedidos debido a necesidades de la empresa, según lo define el artículo 161 del Código del Trabajo de Chile.

C. Prácticas del Directorio

El Gobierno Corporativo

La administración de Endesa Chile está a cargo de sus ejecutivos superiores que están bajo la dirección del directorio de la Compañía, el cual, en cumplimiento de los estatutos, 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. Se puede reelegir a los directores por un plazo indefinido. La ley chilena no permite la existencia de mandatos diferidos. En caso producirse una vacante en el directorio durante el mandato de tres años, el directorio puede designar un director interino para ocupar esa vacante. La vacancia gatillará una elección para cada puesto en el Directorio durante la siguiente junta anual general de accionistas. Véase el “A – Directores y gerentes” para mayores detalles de la revelación de los mandatos de los directores. Los directores no tienen contratos de servicio con Endesa Chile ni con ninguna de sus filiales que les signifique algún beneficio al término de su periodo.

La legislación empresarial chilena establece que el directorio de una empresa es responsable de la gestión, la administración y la representación de dicha empresa en todo asunto asociado a sus fines empresariales, sujeto a las disposiciones estipuladas en los estatutos de la compañía y en las resoluciones de los accionistas. Además de los estatutos, el directorio de Endesa Chile ha adoptado ciertas resoluciones y políticas que orientan nuestros principios de gobernabilidad corporativa, siendo las más importantes las que aparecen a continuación:

El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, aprobado por el directorio en junio de 2002, determina las reglas de conducta a las cuales deben someterse los directores, los ejecutivos y empleados que, como consecuencia de sus responsabilidades laborales, pueden tener acceso a información sensible y confidencial, el cual tiene 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 para actuar en los mercados de valores.

El Estatuto del Directivo, aprobado por el directorio en julio de 2003, y el Código de Conducta de los Empleados explican nuestros principios y valores con respecto al trato empresarial con los clientes y los proveedores y establecen además los principios a los cuales deben someterse 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.

Las Bases del Gobierno Corporativo de Endesa Chile, fueron aprobadas por el directorio el 28 de febrero de 2005.

Con el fin de asegurar el cumplimiento de lo estipulado en la Ley del Mercado de Valores 18.045 y otros cuerpos legales, impuestos por la SVS, el Directorio de Endesa Chile, en la reunión celebrada el 29 de mayo de 2008, aprobó el “Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado”. Las normas de este Manual están basadas 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.

Las disposiciones de este Manual se aplican a los miembros del directorio, como también a los ejecutivos y empleados de Endesa Chile que tengan acceso a información privilegiada o que tengan la capacidad de acceder a ella y especialmente a quienes trabajan en áreas relacionadas al mercado de valores.

Cumplimiento con los estándares de publicación NYSE sobre el gobierno corporativo

El texto a continuación constituye un resumen de las diferencias más importantes entre nuestras prácticas de gobierno corporativo y las que se aplican a los emisores nacionales en virtud de las reglas de gobierno corporativo de la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE).

La independencia y las funciones del Comité de Auditoría

Según las normas de gobernabilidad corporativa de la NYSE, todos los miembros del comité de auditoría deben ser independientes. Estamos sujetos a ese requerimiento desde el 31 de julio de 2005.

Según las normas de gobernabilidad corporativa de la NYSE, el comité de auditoría de una compañía estadounidense debe realizar las funciones que se detallan en las Reglas 303A.06 y 303A.07 del Manual de Compañías Inscritas en la NYSE. A partir del 31 de julio de 2005, se les exige a las compañías extranjeras el cumplimiento con la Regla 303A.06 pero no se les exige cumplir con la Regla 303A.07. Desde el 31 de julio de 2005, cumplimos tanto al requisito que refiere a funciones como al requisito que de independencia de la Regla 303A.06. Según lo exigido por la Ley Sarbanes Oxley y las reglas de gobierno corporativo de la NYSE, el 29 de junio de 2005 el directorio de Endesa Chile formó un Comité de Auditoría que está compuesto por tres directores que también ejercen como directores de la Compañía. Los actuales miembros, que cumplen con los requisitos de independencia de la NYSE, son los Sres. Fernando D'Ornellas, Borja Prado E., y Jaime Estévez V. Los Sres. Fernando D'Ornellas, y Borja Prado E., son integrantes del directorio de Endesa España y hacen uso de la excepción establecida en la Regla 10A-3(b)(1)(iv)(B). Los Sres. D'Ornellas y Prado cumplen con los requisitos de independencia de la Regla 10A-3(b)(1)(ii).

En virtud de la ley chilena, Endesa Chile también tiene un Comité de Directores conformado por tres miembros del directorio. Si bien la legislación chilena establece que la mayoría de los directores del Comité de Directores (dos de los tres directores) debe estar formada por directores no designados por el accionista dominante y que no solicitaron el voto del accionista dominante (un "director no relacionado con el controlador"), la misma legislación permite que la mayoría o incluso todo el Comité de Directores esté conformado por directores relacionados con el controlador de no haber un número suficiente de directores no relacionados con el controlador para conformar el comité. En la actualidad, nuestro Comité de Directores está conformado por dos directores no relacionados con el controlador y un director designado por el accionista mayoritario.

Nuestro Comité de Directores cumple las siguientes funciones:

- examinar la memoria anual, los estados financieros y los informes de los auditores externos y de los inspectores de cuentas;
- formular y presentar al directorio la propuesta para la selección de los auditores externos y de las agencias clasificadoras privadas;
- examinar la información asociada a las operaciones de la Compañía con partes relacionadas y/o asociadas a las operaciones en las cuales los directores o los ejecutivos pertinentes de la Compañía pudiesen tener intereses personales; y
- examinar el marco de las remuneraciones y los planes de compensaciones correspondientes a los gerentes y los principales ejecutivos; y
- cualquier otra función encomendada al comité por los estatutos, el directorio o los accionistas de la compañía.

Los actuales integrantes de dicho comité son los Sres. Mario Valcarce D., Raimundo Valenzuela L. y Jaime Estévez V.

De conformidad al acuerdo adoptado por la junta de accionistas extraordinaria que se celebró el 21 de marzo de 2006, se incorporó un nuevo capítulo a los estatutos de Endesa Chile, el cual hace referencia al Comité de Directores y al Comité de Auditoría. Visite nuestro sitio Web para mayores detalles (www.endesa.cl).

Las pautas del gobierno corporativo

Las reglas de gobierno corporativo de la NYSE exigen que las compañías estadounidenses inscritas adopten y revelen las pautas de gobierno corporativo. Si bien la legislación chilena no contempla esta práctica, aparte de lo que se refiere a los códigos de conducta descritas en los párrafos anteriores, la Compañía

estableció las pautas de las Bases del Gobierno Corporativo de Endesa Chile, las cuales fueron aprobadas por el directorio en febrero de 2005. Véase “Ítem 16B. Código de Ética” para mayores detalles.

D. Empleados

La tabla que aparece a continuación presenta el número total de empleados de nuestras compañías en los últimos tres ejercicios:

Empresa	2006	2007	2008
En Argentina			
Endesa Costanera	267	273	274
El Chocón	49	50	51
Total personal en Argentina	316	323	325
En Chile			
Endesa Chile.....	501	525	554
Pehuenche.....	3	3	3
Pangué	—	—	—
San Isidro.....	—	—	—
Celta	1	1	1
Ingendesa (1)	261	289	418
Túnel El Melón.....	23	23	24
Total personal en Chile	789	841	1,000
En Colombia			
Emgesa (2).....	341	399	404
Betania (2)	35	—	—
Total personal en Colombia	376	399	404
En Perú			
Edegel.....	200	206	219
Total personal en Perú	200	206	219
Total personal de Endesa Chile y filiales.....	1.681	1.769	1.948

(1) las cifras de Ingendesa incluyen empleados de la filial de Ingendesa en Brasil.

(2) En Septiembre de 2007, Emgesa y Betania se fusionaron en la última, que cambió su nombre a Emgesa, adonde fueron transferidos todos los empleados.

La siguiente tabla proporciona el número total de empleados temporales de nuestras empresas en los últimos tres años de ejercicio:

Compañía	2006	2007	2008
En Argentina			
Endesa Costanera	—	—	—
El Chocón	—	—	—
Total personal temporal en Argentina	—	—	—
En Chile			
Endesa Chile.....	10	9	5
Pehuenche.....	—	—	—
Pangué	—	—	—
San Isidro.....	—	—	—
Celta	—	—	—
Ingendesa (1)	315	269	301
Túnel El Melón.....	2	2	1

Compañía	2006	2007	2008
Total personal temporal en Chile	327	280	307
En Colombia			
Emgesa (2).....	—	—	—
Betania (2).....	—	—	—
Total personal temporal en Colombia	—	—	—
En Perú			
Edegel.....	20	20	23
Total personal temporal en Perú	20	20	23
Total personal temporal en Endesa Chile y filiales	347	300	330

(1) Las cifras de Ingendesa incluyen empleados de la filial en Brasil.

(2) En Septiembre de 2007, Emgesa y Betania se fusionaron en la última, que cambió su nombre a Emgesa, adonde fueron transferidos todos los empleados.

Todos los empleados chilenos a los cuales se despidan por razones que no constituya una conducta indebida tienen derecho por ley a una indemnización por despido. De acuerdo con la legislación chilena, los empleados permanentes tienen derecho por ley a un pago por despido. De acuerdo a la ley chilena, los empleados permanentes están facultados a recibir un pago base de un mes de sueldo por cada año de servicio (o bien una porción de seis meses de sueldo), sujeto a un límite no superior al 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, Endesa Chile tiene la obligación de efectuar pagos de indemnización por despido a todos los empleados que estén cubiertos, en caso de renuncia o muerte, con montos especificados, los cuales aumentan conforme a la antigüedad de servicio. En diciembre de 2007, Ingendesa firmó un nuevo contrato colectivo con sus tres sindicatos por un plazo de cuatro años. Durante el año 2008, Endesa Chile firmó tres convenios colectivos, abarcando personal técnico y administrativo. Dos de los convenios colectivos tienen una vigencia de tres años y el tercero, una vigencia de cuatro años, La administración considera que la relación de Endesa Chile con sus sindicatos es positiva.

E. Participación accionaria

A nuestro mejor saber, ninguno de los directores y ejecutivos de Endesa Chile es propietario de más de uno por ciento, 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 leyes y reglamentos chilenos relativos a los valores. No es posible confirmar si alguno de nuestros directores o ejecutivos tiene alguna participación como beneficiario, no directa, 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 tiene sólo acciones de una clase. Al 31 de diciembre de 2008, Endesa Chile tenía 19.886 accionistas registrados quienes poseían 8.201.754.580 acciones en circulación.

La tabla que aparece a continuación entrega información respecto de la propiedad en usufructo de las acciones de Endesa Chile por una participación mayor al 5% al 31 de diciembre de 2008:

	Al 31 de diciembre, 2008	
	Acciones en usufructo	Porcentaje de acciones totales en circulación
Enersis (1)	4.919.488.794	59,98%

(1) Al 31 de diciembre de 2008, Endesa España, directa o indirectamente, poseía el 60,6% del capital social de Enersis

Enersis es una compañía principalmente involucrada en la distribución y generación de electricidad, a través de sus filiales y coligadas, en Chile, Argentina, Colombia y Perú, y en la generación, transmisión y distribución de electricidad en Brasil. Enersis es controlada por Endesa España, la compañía de electricidad más grande de España, que es propietaria del 60,6% del capital social en circulación de Enersis.

Desde el 10 de octubre de 2007, la compañía energética italiana ENEL S.p.A. (“Enel”), y la empresa constructora española Acciona S.A. adquirieron conjuntamente el 92,06% de Endesa España. El 20 de febrero de 2009, Acciona y Enel anunciaron que habían alcanzado un acuerdo por el cual Acciona, directa e indirectamente, le transferiría a Enel Energy Europe Srl, filial 100% propiedad de Enel, una participación de un 25% de Endesa España. La transferencia está sujeta a la aprobación de las autoridades entre otras condiciones. Como resultado, Enel Energy Europe Srl tendrá el 92,06% de la propiedad accionaria de Endesa España. La participación adicional de 25,01% de Enel en Endesa España será transferida a cambio de aproximadamente €11,1 mil millones en efectivo, como también los activos de energía eólica e hidroeléctrica ubicados en España y Portugal valorados en €2,9 mil millones. La transferencia de acciones y activos se espera sea completada al 31 de agosto de 2009. Cuando la transacción haya sido completada, Enel tendrá el 33,5 % de participación en usufructo de Endesa Chile. Véase el “Ítem 4. Información sobre la Compañía – A. Historia y Desarrollo de la Compañía – Recientes Desarrollos”, para mayor información.

B. Transacciones de partes asociadas

El Artículo 89 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile exige que las transacciones de la Compañía con partes relacionadas se realicen en condiciones de mercado. Los directores y principales ejecutivos de empresas que violen el Artículo 89 son responsables de las pérdidas causadas a la Compañía por dicha violación. 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. Las resoluciones que aprueben dichas transacciones deben ser informadas a los accionistas de la Compañía en la próxima junta de accionistas. La trasgresión del Artículo 44 puede tener como resultado sanciones administrativas o penales para la Compañía y la misma ley establece que la Compañía, los accionistas o terceras partes interesadas que sufran pérdidas como resultado de dicha trasgresión tienen el derecho a recibir una indemnización. El comité de directores estudia las operaciones a las cuales se refieren en la Cláusula 89 y 44 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile e informa al respecto al directorio de la Compañía.

Nuestro principal cliente de distribución eléctrica es Chilectra, filial de Enersis. La Ley Eléctrica de Chile rige las condiciones de los contratos de la Compañía con Chilectra. Para mayor información respecto de las transacciones de la Compañía con las filiales y otras partes relacionadas, véase la Nota 6 a los estados financieros consolidados auditados. Consideramos que hemos dado cumplimiento con las exigencias del Artículo 89 y del Artículo 44 en todas las transacciones con partes relacionadas.

La transferencia de fondos excedentes 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 intercompañía a corto plazo. En virtud de la legislación y los reglamentos chilenos, se deben llevar a cabo dichas transacciones en condiciones de equidad. 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 a diciembre de 2008.

En otros países en las cuales realizamos nuestra actividad comercial se permite este tipo de transacciones intercompañía pero acarrear ciertas consecuencias tributarias adversas. Por consiguiente, no administramos los flujos de caja de nuestras filiales no chilenas.

Adicionalmente, Endesa Chile ha efectuado créditos estructurados con sus filiales en Chile, principalmente con el propósito de financiar proyectos y refinanciar el endeudamiento existente. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo neto pendiente de dichos créditos alcanzó \$302 millones. El saldo más alto que existió durante 2008 y 2007 fue \$521 millones y \$519 millones, respectivamente. Endesa Chile tiene solo un préstamo otorgado a una filial extranjera. El saldo neto de este préstamo alcanzó \$7,1 millones al 31 de diciembre de 2008. El monto insoluto más alto durante 2008 y 2007 de estos créditos fue \$7,1 millones y \$165 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2008, la tasa de interés de los créditos intercompañía para las filiales chilenas de Endesa Chile, medida en dólares equivalentes, fluctúa entre 2,30% y 7,50%, con una tasa de interés promedio ponderada de aproximadamente 5,53%. La tasa de interés de los créditos intercompañía vigentes para las filiales extranjeras de Endesa Chile, medido en dólares equivalentes, es 6,40%.

C. Intereses de expertos y abogados

No se aplica.

Ítem 8. Información Financiera

A. Estados consolidados y otra información financiera

Véase el Ítem 18 para obtener nuestros estados financieros consolidados.

Procesos Legales

Chile

La Compañía es parte de varios procesos legales que surgen del curso normal de sus actividades comerciales. La gerencia considera poco probable que los litigios pendientes que se detallan a continuación tengan un impacto significativo ya sea en los resultados operacionales, la posición financiera o en los flujos de caja de la Compañía o de sus filiales.

Para información detallada al 31 de diciembre de 2008 sobre la situación de los procesos legales de importancia que siguen pendientes en contra de la Compañía, sus filiales y compañías coligadas, véase la Nota 29 a nuestros estados financieros consolidados. Los litigios son detallados por compañía y las descripciones proporcionan información sobre cuáles son los tribunales con jurisdicción sobre el proceso legal, el número de referencia legal, una descripción general del caso y los montos involucrados en cada caso.

Los juicios mencionados a continuación se resolvieron en 2008, y por ende no están incluidos en la Nota 29 a nuestros estados financieros consolidados.

Procedimiento iniciado por Endesa Chile contra el Departamento de Recursos Hídricos (Corte de Apelaciones de Santiago N°6746-2007)

Este caso fue una apelación de la Resolución Exenta N°2144 del Departamento de Recursos Hídricos emitida el 11 de septiembre de 2007, que estableció las reglas para la licitación de derechos de agua del Río Manso. Estos derechos de agua fueron solicitados simultáneamente por Endesa Chile y AES Gener S.A., pero

el último retiró su solicitud el 7 de septiembre de 2006. Dado estos hechos, el demandante está reclamando al Departamento de Recursos Hídricos, que estos derechos no deben ser licitados, porque infringiría los artículos 6 y 7 de la Constitución de Chile y el artículo 142 del Código de Aguas, entre otros.

La Corte de Apelaciones de Santiago rechazó la apelación de Endesa Chile. A pesar de que la Compañía presentó una apelación a la sentencia, posteriormente no continuó con el juicio.

Procedimiento iniciado por Empresa Eléctrica Pehuenche contra Empresa Eléctrica Colbún S.A. (Corte Civil N°20 de Santiago N°5863-2001)

Pehuenche S.A. solicitó el cumplimiento del contrato con una indemnización de Ch\$3.923 millones, por los daños relacionados a los servicios prestados por Pehuenche S.A. a Colbún S.A. durante el último período de sequía en 1998, más intereses. Colbún S.A. respondió con una contra demanda en contra de Pehuenche S.A. buscando el pago por las pérdidas causadas por no serle posible operar la represa por debajo de un nivel específico desde abril hasta mayo 2001 relacionado a un fallo dictado por la Corte de Apelaciones de Talca, en un juicio relativo a la obligación de suministrar al Canal Norte Bajo del Maule, que posteriormente fue revertido por la Corte Suprema. El monto involucrado era de Ch\$ 3.932 millones más intereses.

La Corte Suprema rechazó la apelación de Colbún S.A. en contra de la sentencia de la Corte de Apelaciones de Talca, confirmando la resolución emitida a favor de Pehuenche S.A.

Política de Dividendos

Por lo general, el directorio propone a los accionistas un dividendo definitivo por pagar cada año y que se atribuye al año anterior, que no puede ser menor que el mínimo legal que se define como el 30% de la utilidad neta anual antes de la amortización del mayor valor de inversiones. En la sesión del directorio celebrada el 25 de marzo de 2009, el directorio informó a la JGA a celebrarse el 15 de abril de 2009 el pago de un dividendo definitivo de Ch\$6,1 por acción para el ejercicio 2008, lo cual es equivalente a una proporción de pago de 35,27% (basado en la utilidad neta anual antes de la amortización del mayor valor de inversiones). El dividendo provisorio de Ch\$1,5391 por acción que se distribuyó en diciembre de 2008 fue deducido del dividendo definitivo pagado el 30 de abril de 2009 conforme a lo acordado por la JGA.

El directorio también aprobó una política de dividendo para el ejercicio 2009, que incluye el pago de un dividendo provisorio a los accionistas, equivalente al 15% de la utilidad neta acumulada hasta el 30 de septiembre de 2009, y propondrá el pago de un dividendo definitivo equivalente al 60% de la utilidad neta anual del ejercicio 2009. Los dividendos efectivamente pagados dependerán de las utilidades netas efectivamente obtenidas en cada período, además de las expectativas de los futuros niveles de utilidades, y otras condiciones que pudiesen existir al momento de dicha declaración de dividendo. El cumplimiento de la política de dividendos descrita dependerá de la utilidad neta efectiva del año 2009. La política de dividendos propuesta está sujeta a la prerrogativa del directorio a cambiar el monto y plazo del dividendo bajo las circunstancias al momento de efectuarse el pago.

Actualmente, no existen restricciones respecto de la capacidad Endesa Chile o de cualquiera de sus filiales para pagar dividendos, excepto por restricciones legales habituales que limitan el monto de los dividendos a la utilidad neta y a las utilidades retenidas y en caso de circunstancias excepcionales de ciertas disposiciones de los créditos, con excepción de los siguientes: Panguel 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; a Costanera se le prohíbe pagar dividendos mientras ciertos créditos se mantengan impagos; y El Chocón está limitado por un acuerdo crediticio suscrito en 2006. En términos generales, las compañías no pueden pagar dividendos en el caso de un incumplimiento en algún contrato de crédito. (Véase “Ítem 5. Resumen operativo y financiero y perspectivas – B. Liquidez y recursos de capital” por detalles adicionales de los instrumentos de deuda de Endesa Chile).

Los accionistas definen las políticas de dividendo de cada filial y compañía coligada. En la actualidad, no existen impedimentos para que Endesa Chile obtenga la repatriación de los pagos de dividendo de sus filiales y empresas relacionadas no chilenas.

La Compañía paga dividendos a los accionistas registrados al quinto día hábil antes de la fecha de pago. Los tenedores de ADS según consta en las fechas de registro que correspondan tendrán derecho a participar en todos los dividendos futuros.

Dividendos

La tabla que aparece a continuación presenta, para cada uno de los años indicados, los montos por acción de los dividendos distribuidos por la Compañía y el monto de los dividendos distribuidos por 30 Acciones (un ADS representa 30 Acciones) en dólares. Véase “Ítem 10.D. Información Adicional—los controles de cambio”.

Año	Dividendos Distribuidos (1)		
	Ch\$ por Acción (2)	Ch\$ por Acción (3)	\$ por ADS (4)
2004.....	4,13	5,11	0,17
2005.....	5,82	6,98	0,23
2006.....	13,41	15,53	0,52
2007.....	13,76	14,77	0,49
2008 (5).....	21,28	21,28	0,71

- (1) Esta tabla detalla los dividendos devengados en cualquier año dado pero no pagados ese mismo año y no reflejan la reducción para los efectos de cualquiera de los impuestos retenidos de Chile.
- (2) Los montos indicados se expresan en pesos históricos.
- (3) Los montos indicados se expresan en pesos constantes al 31 de diciembre de 2008.
- (4) El monto en dólares por ADS se ha calculado aplicando el tipo de cambio de Ch\$636,45 = \$1,00, el tipo de cambio observado vigente al 31 de diciembre de 2008, al monto en pesos constantes. Un ADS representa 30 acciones ordinarias.
- (5) El dividendo fue aprobado por la Junta Anual de Accionistas de Endesa Chile celebrado el 15 de abril de 2009.

B. Cambios significativos

No hay.

Ítem 9. Oferta y cotización

A. Detalles de la oferta y cotización

Precio de mercado e información de volumen

Actualmente las acciones ordinarias se transan en las bolsas chilenas. Nuestras acciones ordinarias se transan en Estados Unidos, en la NYSE, desde el 1994 en forma de ADS con el símbolo “EOC”. Cada ADS representa 50 acciones ordinarias y, a su vez, los ADS son evidenciados por los *American Depositary Receipts* (los “ADR”). Los ADR se encuentran en circulación en virtud de un contrato de depósitos con fecha 3 de agosto de 1994, entre Endesa Chile, Citibank N.A., como banco depositario, y los tenedores de los ADR. Reciben el tratamiento de propietarios de los ADR por parte del depositario, solamente las personas cuyos nombres se encuentren inscritos en los registros de los ADR.

La tabla que aparece a continuación muestra, para los períodos indicados, los precios de cierre máximos y mínimos en pesos de las acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y los precios de cierre máximos y mínimos de los ADS en dólares, según lo informado por la NYSE. Al 31 de diciembre de 2008, había 15.013.106 ADR en circulación (equivalente a 3.563.352.750 o 5,49% del número total de acciones emitidas). Dichos ADS representaban a tal fecha el 10,9% del número total de acciones emitidas. No es factible para la Compañía determinar la proporción de ADR en propiedad de personas naturales. El ADS cerró a \$33,49 en el último día de transacciones en la NYSE del año 2008.

Últimos seis meses	Bolsa Valores Santiago		NYSE (1)	
	(1)(2)			
	Ch\$ por acción		\$ por ADS	
	Alto	Bajo	Alto	Bajo
Mayo 2009.....	844,00	738,00	45,38	37,50
Abril 2009	760,01	716,00	39,42	36,70
Marzo 2009.....	773,00	708,00	39,58	34,24
Febrero 2009.....	799,90	720,00	39,39	35,26
Enero 2009	770,00	712,00	37,74	33,60
Diciembre 2008	785,10	709,99	36,12	30,01
2008 Anual	865,00	485,00	52,50	28,75
1er Trimestre	712,01	485,00	49,02	31,34
2do Trimestre	835,02	693,00	52,50	42,61
3er Trimestre	865,00	680,00	52,39	40,83
4to Trimestre	785,10	610,00	44,75	28,75
2007 Anual	794,35	693,92	47,80	37,60
1er Trimestre	738,00	668,83	43,08	36,31
2do Trimestre	871,33	757,83	51,09	39,74
3er Trimestre	810,33	694,00	49,75	37,25
4to Trimestre	757,75	655,00	47,27	37,10
2006 Anual	576,68	490,63	32,77	27,31
2005 Anual	495,50	429,65	27,13	22,07
2004 Anual	347,50	225,00	18,66	11,50

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

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

B. Plan de distribución

No se aplica.

C. Mercados

En Chile, las acciones de la Compañía se transan en tres bolsas de valores. 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 45 accionistas a la fecha del presente Reporte. Al 31 de diciembre de 2008, 235 empresas tenían acciones cotizadas en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para el ejercicio terminado en 2008, la Bolsa de Comercio de Santiago representó el 85,4% de todos los capitales de Endesa Chile transados en Chile. Además, aproximadamente un 14,5% de las transacciones de capitales se realizó en la Bolsa Electrónica, un mercado de transacciones electrónicas creado por bancos y por agencias de corretajes no afiliadas, y el 0,1% se transó en la Bolsa de Corredores de Valparaíso.

En la Bolsa de Comercio de Santiago se transan acciones, fondos con capital fijo, valores de renta fija, valores a corto plazo y del mercado monetario, oro y dólares. La Bolsa de Comercio de Santiago también transa futuros en dólares y los futuros IPSA (Índice de Precio Selectivo de Acciones). Los valores se transan principalmente mediante un sistema de subasta a viva voz, uno de ofertas en firme, o bien a través de la subasta diaria. Las transacciones mediante el sistema a viva voz se realizan todos los días hábiles desde las 9:30 a.m. a las 4:30 p.m. de abril a octubre, y de las 9:30 a.m. a las 5:30 p.m., de noviembre a marzo, hora de Santiago, que difiere de la Ciudad de Nueva York en hasta dos horas, 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 4:30 horas todos los días hábiles. Las subastas pueden llevarse a cabo, diariamente en tres horarios: a las 9:15, las 12:30 y a las 4:30 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 Índice Selectivo, o IPSA. El IGPA se calcula utilizando los precios de todas las acciones que se transan públicamente al menos un 5% de los días totales en que se transan acciones en el año. El IPSA se calcula utilizando los precios de las 40 acciones más transadas. Las acciones incluidas en el IPSA se ponderan de acuerdo con el valor de las acciones transadas. Las acciones incluidas en el IPSA y el IGPA se ponderan de acuerdo con el valor ponderado de las acciones transadas. Endesa Chile ha estado incluida en el IPSA desde su privatización en 1987.

Las acciones de Endesa Chile fueron inscritas por primera vez y comenzaron a transarse en la *Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid*, o Latibex, en 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 2008 ascendieron a 775.574 unidades, que a la vez equivale a €22,3 millones. Las acciones cerraron en €24,37 al último día de transacciones en la Latibex en 2008.

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. 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 el mismo 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 N°18.046, o Ley de Sociedades Anónimas 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 establece ciertos derechos de los accionistas. De acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, las acciones legales en contra de nosotros emprendidas por accionistas que hagan valer sus derechos como tales deben realizarse en Chile en juicios arbitrales, o bien, a opción del demandante ante los tribunales ordinarios de Chile.

Los mercados de valores de Chile son regulados principalmente por la Superintendencia de Valores y Seguros, o SVS, bajo la Ley de Mercado de Valores N° 18045 y la Ley de Sociedades Anónimas de Chile. Estas dos leyes estipulan exigencias de revelación de información, restricciones a la especulación en la Bolsa

aprovechando información interna y la manipulación de los precios, como asimismo la protección de los inversionistas minoritarios. La Ley del Mercado de Valores establece requisitos para las emisiones ofrecidas al público, para las bolsas de comercio y para los corredores, junto con delinear los requisitos aplicables a la publicación de información por parte de empresas que emiten valores de oferta pública. La Ley de Sociedades Anónimas de Chile aclara el reglamento que constituye las sociedades anónimas abiertas, eliminando al mismo tiempo la supervisión de gobierno de las compañías cerradas. La Ley 19.705, promulgada en 2000, 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 empresas que estén voluntariamente inscritas en la SVS, independientemente del número de sus accionistas. Endesa Chile es una sociedad anónima abierta.

Requisitos de publicación de informes relativos a la compraventa de acciones

De acuerdo al Artículo 12 de la Ley del Mercado de Valores y de la Sección II de la Circular 585 de la SVS, se debe dar a conocer a la SVS y a las bolsas de comercio chilenas cierta información relativa a las transacciones en acciones de las sociedades anónimas abiertas. Puesto que se estima que los ADR representan las participaciones en acciones ordinarias implícitas de los ADR, las transacciones en ADR estarán sujetas a estos requisitos relativos a publicaciones, como también a los establecidos en la Circular 1.375 de la SVS. Se deben dar a conocer las transacciones detalladas a continuación:

- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones que hiciese un tenedor que tuviese en su posesión directa o indirecta el 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima abierta;
- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones que hiciese un tenedor de una sociedad anónima abierta producto de la cual resultase en la posesión directa o indirecta del 10% o más del capital suscrito de una sociedad anónima abierta; 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 abierta.

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 Artículo 54 de la Ley del Mercado de Valores y la *Norma de Carácter General N° 104* promulgada por la SVS, 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 propuesto y, en todo caso, tan pronto como hayan comenzado las negociaciones para el cambio del control.

Registro

Endesa Chile está registrada ante la SVS y su número de inscripción es el 0114, y ante la Comisión de Valores e Intercambio de los Estados Unidos.

Propósito y objetivo de la Compañía

El Artículo 4 de nuestros estatutos indica que los propósitos y objetivos de nuestra empresa son, 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 (“JGA”) y elegidos por un período de tres años, al término del cual serán reelegidos o reemplazados.

Los nueve directores elegidos en la JGA son cada uno de aquellos nueve candidatos que reciben el mayor número de votos. Cada accionista puede votar todas sus acciones a favor de un candidato o bien puede repartir sus acciones entre cualquier cantidad de candidatos. Estas disposiciones relativas a la votación aseguran que un accionista que posee más del 10% de nuestras acciones puede elegir un miembro del directorio.

Anualmente la JGA fija la remuneración de los directores. Véase el Ítem 6. Directores, gerentes y empleados – B. Remuneración.

Los acuerdos celebrados por Endesa Chile en los cuales un director o más de uno tengan un interés o actúen como representantes de otra persona deben ser conocidos y aprobados previamente por el directorio, 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 dadas a conocer en la próxima Junta de Accionistas por el presidente y deben aparecer en el aviso de la junta como una de las materias que se abordará en esa junta.

Todo acuerdo entre Endesa Chile y sus accionistas mayoritarios, sus directores o ejecutivos, o personas relacionadas, debe ser aprobado por una mayoría de dos tercios del directorio y debe quedar registrado en las actas de las reuniones del directorio.

Ciertas facultades del directorio

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas a:

- la facultad del Director, en ausencia de un quórum independiente, de votar sobre su propia remuneración o de cualquiera de los directores;
- la facultad de obtener préstamos que deben ejercer los directores y cómo pueden variar dichas facultades;
- el retiro o permanencia de los directores en razón de 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 Reporte, 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
- obligaciones frente a requerimientos de capital por parte de la compañía.

En cumplimiento de la ley chilena, los derechos de los accionistas sólo pueden ser modificados mediante una modificación de los estatutos de la empresa que cumpla con los requisitos explicados en la sección titulada “Junta de Accionistas y Derechos de Voto”.

Capitalización

De conformidad con la ley chilena, solamente los accionistas de una empresa, que participen en una junta

extraordinaria de accionistas, tienen la facultad de autorizar un aumento de su capital. Cuando un inversionista suscribe acciones, las acciones se emiten y registran oficialmente a su nombre y el suscriptor recibe el tratamiento de accionista para todos los fines, con la excepción de la percepción de dividendos y de la rentabilidad de capital si las acciones han sido suscritas pero no pagadas. El suscriptor pasa a tener los requisitos necesarios para percibir dividendos sólo por las acciones que ha pagado 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 de exigir del suscriptor la diferencia, entre el precio de suscripción y el precio efectivamente obtenido en la subasta. Sin embargo, hasta que dichas acciones sean vendidas en subasta, el suscriptor sigue ejerciendo todos los derechos de un accionista, a excepción del derecho de percibir dividendos y a la rentabilidad de capital. Las acciones autorizadas y emitidas cuyo pago completo no se haya efectuado dentro del período establecido por la junta extraordinaria de accionistas durante la cual se autorizó su suscripción y que en ningún caso puede superar los tres años a partir de la fecha de esa junta, quedan canceladas y no se encuentran en lo sucesivo disponibles para emisión.

A la fecha del presente Reporte, el capital suscrito y pagado en su totalidad es Ch\$ 1.331.714 (correspondiente al capital suscrito y pagado el 31 de diciembre de 2008) por medio 8.201.754.580 acciones.

Derechos preferenciales e incrementos de capital social

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

Conforme a la legislación chilena, los accionistas pueden ejercer o transferir libremente los derechos preferenciales durante el período de 30 días posteriores al día en que el aumento de capital se hace público. 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, la sociedad está autorizada a vender acciones no suscritas a terceros en cualquier condición, siempre que éstas sean vendidas en una de las bolsas de comercio chilenas.

Junta de accionistas y derechos de voto

Toda modificación de los Artículos 1bis, 5bis, 16bis, 20 bis, 35bis, 36bis, 40bis, 42bis, 43bis y 44bis de los estatutos exige el voto afirmativo del 75% de las acciones emitidas con derecho a voto. Se debe realizar una JGA dentro de los cuatro primeros meses tras el término de nuestro ejercicio contable. La última JGA se realizó el 15 de abril de 2009. El directorio puede convocar a juntas extraordinarias cuando lo estime conveniente o a petición de los accionistas que representen por lo menos el 10% de las acciones emitidas con derecho a voto, o bien a solicitud de la SVS. Para convocar a una junta extraordinaria, o a una JGA, se debe dar aviso a través de tres publicaciones en un periódico de nuestro domicilio corporativo. El periódico designado por nuestros accionistas es El Mercurio de Santiago. El primer aviso debe publicarse con una anticipación no menor que 15 días ni mayor que 20 días de la junta programada. También se debe enviar un aviso por correo a cada accionista, como asimismo a la SVS y las bolsas de comercio chilenas. La última junta extraordinaria de accionistas se celebró el 15 de abril de 2009.

Conforme a la legislación chilena, el quórum para una junta de accionistas se establece con la comparecencia en persona o mediante poder de los accionistas que representen por lo menos la 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, una junta extraordinaria de accionistas debe ser convocada para realizar las siguientes acciones:

- 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 de la compañía;
- un cambio de domicilio de la sociedad;
- una reducción de capital ;
- 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 incluyendo 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;
- el otorgamiento de garantías para caucionar pasivos de terceros , exceptuando el caso que el tercero corresponde a una filial de la empresa, en cuyo caso basta con la aprobación del directorio; o
- la adquisición de las acciones de la propia sociedad;
- además de aquellos establecidos por el estatuto o las leyes;
- ciertos recursos para la nulidad de los estatutos sociales.

Independiente del quórum presente, se requiere un voto de dos tercios de la mayoría de las acciones emitidas con derecho a voto para realizar cualquiera de las acciones arriba señaladas.

Las modificaciones a los estatutos para la creación de una nueva clase de acciones, o una modificación o eliminación de las clases ya existentes, deben ser aprobadas por dos tercios de las acciones en circulación.

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

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 extendidos por escrito para la totalidad de las acciones en poder del tenedor. Cada accionista calificado para asistir y votar en cualquier junta de accionistas de la empresa tiene derecho a un voto por acción suscrita.

Ni la ley chilena ni los estatutos de la empresa imponen restricciones sobre el derecho de los no residentes o de los extranjeros de poseer acciones ordinarias o hacer ejercer su voto. Sin embargo, el tenedor registrado de las acciones ordinarias representadas por los ADS y demostrado por los ADR en circulación es el custodio del Banco Depositario, actualmente el Citibank N.A. (Chile), o cualquier sucesor de él. En consecuencia, los tenedores de ADR no tienen directamente derecho a ser notificados de las juntas de accionistas ni a ejercer el voto de las acciones ordinarias principales o representadas por los ADS y demostradas por los ADR. El Contrato de Depósitos incluye disposiciones según las cuales el Depositario ha convenido en solicitar instrucciones de tenedores registrados de ADR respecto del ejercicio de los derechos a voto relativos a las acciones ordinarias representadas por los ADS demostradas por los tenedores de dichos ADR. Sujeto al cumplimiento de los requisitos del Contrato de Depósitos y a 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 votar o hacer que voten las acciones ordinarias representadas por los ADS demostradas por esos ADR, de acuerdo con esas instrucciones (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). El Depositario no deberá ejercer ninguna discreción de votación respecto de cualquier acción ordinaria subyacente de los ADS. Si el Depositario no recibe instrucciones del tenedor de los ADR respecto de las acciones ordinarias representadas por los ADS y demostrada por los ADR de dicho tenedor en la fecha establecida por el Depositario para este propósito o antes de ésta, las acciones ordinarias representadas por los ADS, sujetas a limitaciones señaladas en el Contrato de Depósitos, pueden ejercer su voto de la manera que determine el presidente del directorio de la empresa.

Dividendos y derechos de liquidación

De acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas de Chile, a no ser que se decida lo contrario a través de un voto unánime de las acciones emitidas con derecho a voto, todas las compañías deben pagar cada año dividendos en efectivo equivalentes a por lo menos un 30% de la utilidad líquida de ese ejercicio, antes de la amortización del mayor valor de inversiones (según se calculan en GAAP de Chile), excepto y en la medida que la compañía arrastre pérdidas. La Ley establece que el Directorio debe proponer la política de dividendos a los accionistas en la JGA.

Todo dividendo en exceso del 30% de la utilidad neta, puede ser pagado en efectivo, en acciones de Endesa Chile o en acciones de sociedades anónimas abiertas en poder de Endesa Chile, según cómo elija el accionista. Legalmente se presume que los accionistas que no elijan expresamente recibir un dividendo en forma diferente al efectivo, han optado por percibirlo en efectivo.

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, 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. Los pagos no cobrados en tal período son transferidos en beneficio del Cuerpo de bomberos de Chile.

En el caso de una liquidación de Endesa Chile, los accionistas participarán de los activos en proporción al número de acciones pagadas que tengan en su poder, después del pago a todos los acreedores.

Aprobación de los estados financieros

El directorio debe presentar 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 a todo el directorio removido de sus funciones 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

La Ley 19.705, promulgada en el año 2000 establece una regulación especial en el caso de ofertas de compra de acciones. La ley define una oferta de compra como el intento de comprar acciones o bonos convertibles de empresas transadas públicamente, y cuya oferta es presentada a los accionistas para comprar sus acciones en condiciones que permiten al comprador alcanzar un cierto porcentaje de propiedad en un período de tiempo determinado. Estas disposiciones aplican tanto a tomas de control hostiles como no hostiles.

Adquisición de acciones

No existen disposiciones en nuestros estatutos que discriminen a ningún tenedor actual o futuro de acciones por el hecho de que dicho accionista posea un número sustancial de acciones. Sin embargo, nadie puede de forma directa ni indirecta poseer más de un 65% de las acciones en circulación de nuestro capital. La restricción anterior no rige para el depositario como propietario de registro de acciones representadas por los ADR, pero sí rige para cada tenedor beneficiario de los ADS. Además, nuestros estatutos prohíben que todo accionista ejerza su capacidad de voto respecto de más de un 65% de acciones ordinarias en su poder o en representación de otros y que constituyan más de un 65% de las acciones en circulación con derecho a voto.

Derecho de los accionistas disidentes a ofrecer sus acciones

La Ley de Sociedades Anónimas de Chile estipula que al adoptarse cualquiera de las resoluciones, que se enumeran más adelante, en una junta de accionistas, los accionistas disidentes adquieren el derecho a retirarse de la empresa y exigir a ésta que recompre sus acciones, sujeto al cumplimiento de ciertos términos y condiciones. Con el fin de ejercer dichos derechos, los tenedores de ADR deben primero retirar las acciones representadas por sus ADR, de conformidad a las condiciones del contrato de depósitos.

Se define como accionistas "disidentes" a aquellos que votan contra una resolución que origina el derecho a retirarse, o quien al estar ausente en dicha junta, señala por escrito su oposición a la resolución en cuestión, dentro de los 30 días después de la junta de accionistas que aprueba la resolución que dé origen al derecho de retiro. 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 libro. Valor libro para este fin será equivalente 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 anual, 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, (exceptuando el caso de que el tercero corresponde a una filial de la empresa, en cuyo caso 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 la ley o los estatutos de la empresa.

Inversiones por parte de las AFP

El DL-3500 permite que las Administradoras de Fondos de Pensiones, o AFP's, inviertan sus fondos en empresas que estén sujetas al Título XII de esa ley y, sujeto a 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 con que sus estatutos restrinjan la concentración de propiedad de cualquier accionista a un porcentaje máximo específico, que ciertas resoluciones sean adoptadas en una junta de accionistas y que los accionistas tengan el derecho de aprobar ciertas políticas de inversiones y financiamiento.

Registros y transferencias

Las acciones emitidas por Endesa Chile están registradas en el Depósito Central de Valores S.A., Depósito de Valores. Esta entidad es también responsable del registro de los accionistas de Endesa Chile. En el caso de acciones de propiedad en común, se debe designar a un apoderado para que represente a los tenedores conjuntos en las negociaciones con Endesa Chile.

Contrato de inversiones extranjeras y Capítulo XXVI

Con relación a nuestra oferta inicial de ADS en 1994, celebramos un Contrato de Inversiones Extranjeras (el "Contrato de Inversiones Extranjeras") con el Banco Central de Chile y el Depositario, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 47 de la Ley del Banco Central y el Capítulo XXVI del antiguo Compendio del Reglamento Cambiario del Banco Central ("Capítulo XXVI"), que regía la emisión de ADS por parte de una empresa chilena. Según el Contrato de Inversiones Extranjeras, las divisas para pagos y distribuciones respecto de los ADS pueden adquirirse ya sea en el Mercado Cambiario Formal o Mercado Cambiario Informal, pero la remesa de dichos pagos debe necesariamente efectuarse a través del primero. Se encuentra en vigencia un nuevo Compendio del Reglamento Cambiario desde el 19 de abril de 2001 que eliminó el Capítulo XXVI. Este Compendio fue corregido y está vigente desde el 1 de marzo de 2002. Producto de la eliminación del Capítulo XXVI ya no existe un acceso garantizado al Mercado Cambiario Formal. No obstante, puesto que el Contrato de Inversiones Extranjeras se celebró en virtud del Capítulo XXVI, siguen vigentes los principios del Capítulo XXVI con respecto a los términos del Contrato. En todo caso, los inversionistas extranjeros que hayan adquirido sus acciones al amparo de un Contrato de Inversiones Extranjeras en virtud del Capítulo XXVI aún tienen acceso al Mercado Cambiario Formal para el propósito de convertir los pesos en dólares 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 de ADS, no gozarán de los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras que tenemos con el Banco Central, sino que estarán sujetos al reglamento normal de inversiones extranjeras.

A continuación se presenta un resumen de ciertas disposiciones que se incluyeron en el Capítulo XXVI y el Contrato de Inversiones Extranjeras y por tanto siguen vigentes. Este resumen no pretende ser completo y

se califica en su totalidad mediante las referencias hechas al Capítulo XXVI y al Contrato de Inversiones Extranjeras.

En virtud del Capítulo XXVI y del Contrato de Inversiones Extranjeras, el Banco Central acordó conceder al Depositario, en representación de los tenedores de ADR, y a todo inversionista que no resida ni tenga domicilio en Chile que retira acciones comunes en el momento de la entrega de ADR (siendo dichas acciones denominadas como "Acciones Retiradas" en el presente documento) acceso al Mercado Cambiario Formal para convertir pesos en dólares (y para remesar dichos dólares fuera de Chile), incluidos los montos percibidos por concepto de:

- dividendos en efectivo;
- dineros que resulten de la venta en Chile de Acciones Retiradas, previa recepción por parte del Banco Central de un certificado del tenedor de dichas Acciones Retiradas (o de una institución autorizada por el Banco Central) de que la residencia y domicilio de dicho tenedor están fuera de Chile y un certificado de una bolsa de comercio chilena (o de una empresa de corretaje o de valores constituida en Chile) de que dichas Acciones Retiradas fueron vendidas en una bolsa de comercio chilena;
- dineros que resulten de la venta en Chile de derechos para suscribir más acciones ordinarias;
- dineros que resulten de la liquidación, fusión o consolidación de nuestra Compañía; y
- otras distribuciones, incluyendo, y sin limitación, las que se originen en cualquier recapitalización, como resultado de la propiedad de acciones ordinarias representadas por ADS o Acciones Retiradas.

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 redépósito.

El Capítulo XXVI estipula que el acceso al Mercado Cambiario Formal respecto de los pagos se ve condicionado por nuestra certificación al Banco Central de que se ha efectuado un pago de dividendos y de que se ha retenido todo impuesto que corresponda. El Capítulo XXVI también estipula que el acceso al Mercado Cambiario Formal en relación con la venta de Acciones Retiradas o distribuciones se ve condicionado a la recepción por parte del Banco Central de certificación del Depositario (o el Custodio en su representación) de que dichas Acciones han sido retiradas en intercambio por ADR y a la recepción de una renuncia al beneficio del Contrato de Inversiones Extranjeras respecto de lo anterior hasta que se vuelvan a depositar las Acciones Retiradas.

El Contrato de Inversiones Extranjeras estipula que una persona que trae divisas extranjeras a Chile para comprar acciones ordinarias gozando del Contrato de Inversiones Extranjeras debe convertirlas en pesos en la misma fecha y cuenta con cinco días hábiles bancarios para invertir en acciones ordinarias para recibir los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras. Si esta persona decide no adquirir acciones dentro de dicho período, dicha persona puede acceder al Mercado Cambiario Formal para volver a comprar dólares, 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 hubieran celebrado un Contrato de Inversiones Extranjeras. El 16 de noviembre de 1999, el Banco Central emitió una nueva normativa que modificó el Capítulo XXVI. Entre las modificaciones, el Capítulo XXVI ahora exige que las divisas ingresadas a Chile en virtud del Capítulo XXVI se conviertan en pesos en el Mercado Cambiario Formal y que las acciones evidenciando ADR sólo se paguen en pesos. Además, las divisas necesarias para hacer remesas de las ganancias de la venta de las acciones implícitas pueden adquirirse en el Mercado Cambiario Formal o Informal, aunque la remesa de dichos montos debía haberse efectuado necesariamente a través del Mercado Cambiario Formal (es decir, por medio de un banco). El 12 de mayo de 2000, se eliminó la norma que exigía que el capital invertido permaneciera en el país por lo menos durante un año antes de ser repatriado.

De conformidad a la ley chilena vigente, el Contrato de Inversiones Extranjeras no puede ser alterado unilateralmente por el Banco Central. Sin embargo, no se puede asegurar que en el futuro no se vayan a imponer restricciones chilenas adicionales aplicables a los tenedores de ADR, la enajenación de acciones implícitas de Acciones Ordinarias o la repatriación de las ganancias provenientes de dicha enajenación, ni tampoco puede haber una estimación de la duración o impacto de dichas restricciones si se llegan a imponer.

Compendio y emisiones de bonos internacionales

Los emisores chilenos pueden ofrecer bonos a escala internacional mediante el Capítulo XIV modificado del Título I del Compendio del Reglamento Cambiario (el “Compendio”), emitido por el Banco Central.

C. Contratos sustanciales

No hay.

D. Controles cambiarios

El Banco Central es responsable, entre otras cosas, de las políticas monetarias y de los controles cambiarios en Chile. Las regulaciones cambiarias son gobernadas por el Compendio aprobado por el Banco Central en el año 2002. El Compendio completa el proceso de desregulación gradual del mercado cambiario, en particular, al eliminar varias restricciones a la inversión y financiamiento externo. 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.

E. Tributación

Consideraciones tributarias chilenas

El siguiente análisis resume algunas consecuencias de los impuestos sobre las utilidades y los impuestos retenidos que se originan en la propiedad y disposición de acciones y de ADS. El resumen que aparece a continuación no pretende ser una descripción exhaustiva de todas las consideraciones tributarias que puedan ser pertinentes para una decisión en cuanto a la adquisición, propiedad o enajenación de acciones o de ADS y no pretende tratar las consecuencias que correspondan a todas las categorías de inversionistas, algunas de las cuales pueden estar sujetas a reglas especiales. Se recomienda a los tenedores de acciones y de ADS que consulten con sus propios asesores en materias tributarias respecto de las consecuencias tributarias y otras en Chile en cuanto a la propiedad de acciones, o de ADS.

El resumen que aparece a continuación se basa en la ley chilena vigente 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 esos términos. No existe un tratado sobre el impuesto sobre las utilidades vigente entre Chile y los Estados Unidos.

De la forma en que se usa en este Reporte, el término “tenedor extranjero” significa:

- en el caso de un individuo, una persona que no es residente en Chile; para fines de la tributación chilena, un tenedor es residente en Chile si él o ella ha residido en el país durante más de seis meses en un año calendario, o bien un total de más de seis meses en dos ejercicios fiscales consecutivos; o
- en el caso de una entidad legal, aquella que no está organizada de acuerdo con las leyes de Chile, a menos que las acciones o ADS sean asignados a una sucursal, un agente, representante o establecimiento permanente de dicha entidad en Chile.

Tributación de acciones y ADS

La tributación de dividendos en efectivo y distribuciones de propiedad

Regla General: Los dividendos pagados en efectivo con respecto a las acciones o los ADS en manos de tenedores extranjeros estarán sujetos a un impuesto percibido por retención de 35% de Chile, el cual es retenido y pagado por la compañía. Un crédito contra el impuesto percibido por retención chileno está disponible basado en el nivel del impuesto sobre las utilidades corporativo efectivamente pagado por la compañía sobre las utilidades a ser distribuidas; sin embargo, este crédito no disminuye el impuesto percibido por retención sobre la base uno a uno ya que también incrementa la base sobre la cual se impone el impuesto percibido por retención chileno. Adicionalmente, si la compañía distribuye menos que el total de su utilidad distribuable, el crédito para el impuesto sobre las utilidades corporativo chileno pagado por la compañía se reduce en forma proporcional. A partir del 1 de enero de 2004, la tasa del impuesto corporativo es 17%. El ejemplo a continuación demuestra la carga impositiva del actual impuesto percibido por retención de Chile de los dividendos en efectivo de un tenedor extranjero, suponiendo una tasa del impuesto percibido por retención de 35%, una tasa vigente del 17% del impuesto corporativo en Chile y una distribución del 50% de la utilidad neta de la compañía que se puede distribuir después de pagar el impuesto corporativo de Chile:

Renta imponible de la compañía	100,0
Impuesto corporativo chileno (17% de Ch\$100)	(17)
Utilidad neta distribuable	83
Dividendo distribuable (50% de la utilidad neta distribuable)	41,5
Impuesto percibido por retención (35% de la suma de un dividendo de Ch\$41,5 más Ch\$8,5)	(17,5)
Crédito para el 50% del impuesto corporativo chileno	8,5
Impuesto neto retenido	(9)
Dividendo neto recibido	32,5
Tasa efectiva de retención del dividendo	21,69%

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

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

Para el propósito de determinar el nivel de impuesto sobre las utilidades corporativo chileno pagado por la empresa se supone que los dividendos pagados corresponden a las utilidades no distribuidas más antiguas de 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 las utilidades, la distribución de dividendos en bienes está sujeta a las mismas reglas que se aplican a los dividendos de efectivo. Los dividendos pagados en acciones no están sujetos a impuestos chilenos.

Excepciones: A pesar de la regla general previamente examinada, existen circunstancias especiales bajo las cuales un tratamiento tributario distinto aplicaría, dependiendo de la fuente de la utilidad o debido a la existencia de circunstancias especiales en la fecha de la distribución de dividendos. Los casos especiales que ocurren más comúnmente se describen brevemente a continuación:

- 1) Circunstancias en que no existe crédito a favor del impuesto por retención; Dividendos distribuidos por la compañía a tenedores extranjeros pueden no recibir el crédito por el impuesto de retención en Chile. Tal es el caso, por ejemplo, cuando las distribuciones de dividendos exceden la utilidad tributable de la compañía o cuando la utilidad no estaba sujeta al impuesto a la utilidad corporativa por una exención. En estos casos, el tenedor extranjero estará sujeto al impuesto de retención en Chile de 35%, sin crédito alguno.
- 2) Circunstancias en que los dividendos han sido imputados como utilidad exenta de impuestos a las utilidades: En estos casos, los dividendos distribuidos por la compañía a tenedores extranjeros no estarán sujetos al impuesto por retención en Chile. La utilidad exenta de todos los impuestos a las utilidades en Chile está expresamente indicada en la Ley Sobre Impuesto a Renta en Chile.
- 3) Circunstancias en que los dividendos están sujetos a impuestos provisorios por retención.: En el caso de que en el día de la distribución del dividendo no hay utilidades sobre las cuales se haya aplicado el impuesto a la utilidad y no existen utilidades exentas de impuesto, una retención provisional debe realizarse a los dividendos al momento del pago a tenedores extranjeros. Esta retención provisional es calculada como si los dividendos se estuvieran pagando sobre utilidades tributables con crédito por impuesto corporativo a las utilidades. En otras palabras, los dividendos estarán sujetos al impuesto por retención de 35%, pero aportarán un crédito general por impuesto a las utilidades corporativas de 17%, que se traduce en una tasa de retención a dividendos efectiva de 21,69%.

Este impuesto por retención provisorio debe haber sido confirmado al 31 de diciembre del año en que el dividendo fue pagado. Esta confirmación debe estar basada en la utilidad efectiva de la compañía al 31 de diciembre. Como resultado de tal confirmación, las siguientes circunstancias pueden surgir:

- a) Esa parte o el monto total de los dividendos corresponde a utilidad tributable sin crédito tributario, en cuyo caso, el exceso de crédito debe ser reembolsado a la Tesorería Chilena hasta el mes de abril del año siguiente al pago del dividendo. El exceso de crédito será deducido del próximo dividendo a ser pagado al inversionista extranjero.
 - b) Esa parte o el monto total de los dividendos corresponde a utilidades exentas de impuesto. En tales casos, un reembolso por el exceso de impuestos pagados debe ser solicitado a la Tesorería Chilena hasta abril del año siguiente al pago del dividendo.
- 4) Circunstancias en que es posible usar en Chile el crédito de los impuestos a las utilidades pagadas en el extranjero o “crédito tributario”: Esto ocurre cuando los dividendos distribuidos por la compañía chilena, provienen de la utilidad generada por compañías residentes en terceros países. Si esa utilidad estuvo sujeta a impuestos por retención o impuesto a las utilidades en esos terceros países, tal utilidad tendrá un “crédito tributario” aplicable a los correspondientes impuestos chilenos, que pueden ser proporcionalmente transferidos a los accionistas de la compañía chilena.

Tributación sobre la venta o intercambio de acciones o ADS

Las ganancias obtenidas por tenedores extranjeros de la venta o intercambio de ADS fuera de Chile no estarán sujetas a tributación chilena.

Tributación a la Venta o Intercambio de Acciones en que las acciones o ADS fueron adquiridas en o antes del 19 de abril de 2001

La ganancia reconocida de la venta o del intercambio de acciones (a diferencia de la venta o del intercambio de ADS representando esas acciones ordinarias) estará sujeta al impuesto corporativo chileno del 17% como también al impuesto percibido por retención de 35% (pudiendo usarse el primero como crédito para el segundo) si el tenedor extranjero adquirió o vendió las acciones en el transcurso normal de su negocio

o como corredor. En todos los otros casos, las ganancias de la venta de acciones estarán sujetas a un impuesto a las utilidades corporativo chileno fijo del 17% pero no estará sujeto al impuesto percibido por retención chileno de 35%. La fecha de adquisición de los ADS considerada es la fecha en que fueron adquiridas las acciones que fueron intercambiadas por ADS.

Tributación sobre la Venta o Intercambio de Acciones en que las acciones o ADS fueron adquiridas después del 19 de abril de 2001

La Ley del Impuesto a la Renta incluye una exención tributaria para las ganancias de capital producto de la venta de acciones de compañías públicamente transadas en los mercados bursátiles. Si bien existen ciertas restricciones, en términos generales, establece que 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 oferta 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 oferta 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 adquirido después del 19 de abril de 2001.

Si las acciones no califican para la exención, las ganancias de capital producto de su venta o intercambio, en el caso de existir, tributarán de acuerdo con las reglas descritas en el párrafo precedente. Adicionalmente, si la exención no aplica y el tenedor extranjero ha mantenido las acciones por menos de un año, las ganancias por la disposición de las acciones estarán sujetas a ambos impuestos, a las utilidades y por retención, como descrito en el párrafo precedente. La fecha de adquisición de los ADS considerada es la fecha en que fueron adquiridas las acciones que fueron intercambiadas por ADS.

Tributación de derechos y derechos de ADS

Para efectos tributarios chilenos, la recepción de derechos o derechos de ADS de parte de un tenedor extranjero de acciones o ADS de conformidad a una oferta de derechos no es un evento imponible. Adicionalmente, no hay ninguna consecuencia respecto al impuesto sobre las utilidades chilenas para tenedores extranjeros al ejercer o caducar los derechos o los derechos de ADS. Cualquier ganancia sobre la venta, intercambio o transferencia de los derechos por un tenedor extranjero está sujeta a un impuesto percibido por retención de 35%.

Otros impuestos chilenos

No existen impuestos a regalos, herencias o sucesiones aplicables a la propiedad, transferencia o venta de ADS para un tenedor extranjero, pero dichos impuestos en general se aplicarán a la transferencia de las acciones de un tenedor extranjero cuando éste fallezca o regale dichas acciones. En Chile no existen impuestos de timbres, emisión, registro o similares ni deberes pagaderos por parte de tenedores de acciones o ADS.

Consideraciones Relevantes sobre Impuestos a la Renta de los Estados Unidos

Esta discusión se basa en el Código de Impuestos Internos de 1986, y sus enmiendas (el “Código”), declaraciones administrativas, decisiones judiciales y regulaciones de US Treasury, temporales y propuestas, todas a la fecha de la misma. Esas autoridades están sujetas a cambios, posiblemente con efecto retroactivo. Esta discusión también se basa en parte en las representaciones por parte del Depositario y asume que toda obligación bajo el Contrato de Depósito y cualquier contrato relacionado será ejecutado de acuerdo con estos términos.

A continuación se describen las consecuencias tributarias federales sustanciales de Estados Unidos asociadas a la adquisición, posesión y disposición de nuestras acciones o ADS o acciones a tenedores en los Estados Unidos pero no pretende ser una descripción de todas las consideraciones tributarias que pueden ser relevantes para la decisión de contar con tales valores para una persona. La discusión sólo aplica si usted cuenta con acciones o ADS como activos de capital para propósitos impositivos federales de los Estados

Unidos y no describe todas las consecuencias que pueden ser relevantes para tenedores sujetos a reglas especiales como:

- ciertas instituciones financieras;
- compañías de seguros;
- agentes y corredores de valores que utilizan la valoración de acciones a precio de mercado en su contabilidad tributaria
- tenedores de acciones o ADS como parte de una transacción de cobertura , *straddle*, transacción integrada o transacción similar;
- personas cuya moneda funcional para el propósito de impuestos federales a la utilidad, no es el dólar;
- sociedades u otras entidades clasificadas como sociedades de personas para efectos del impuesto sobre las utilidades federal de Estados Unidos;
- personas sujetas al impuesto mínimo alternativo;
- entidades exentas de impuestos;
- tenedores de nuestras acciones o ADS que son dueños o podrían ser dueños de diez por ciento o más nuestras acciones con derecho a voto;
- personas que adquirieron nuestros ADS de conformidad con el ejercicio de una opción de compra de acciones para empleados o de otro modo como compensación; y
- tenedores de acciones o ADS en conexión con un negocio conducido fuera del Estados Unidos.

Si una entidad que está clasificada como sociedad de personas para propósitos tributarios federales de los Estados Unidos posee acciones o ADS, el tratamiento como sociedad de personas del impuesto federal de los Estados Unidos generalmente dependerá del carácter de la sociedad de personas y de sus actividades. Las sociedades de personas que cuenten con acciones o ADS y los socios de tales sociedades deben consultar con sus asesores tributarios sobre las consecuencias de mantener y disponer de sus acciones o ADS.

Usted es un “Tenedor de los Estados Unidos “en el caso de que usted sea propietario beneficiario de nuestras acciones o ADS y si, para propósitos tributarios federales de los Estados Unidos:

- es ciudadano o individuo residente de los Estados Unidos;
- es una corporación u otra entidad tributaria como una corporación, creada o constituida en, o bajo las leyes, de los Estados Unidos o cualquier subdivisión política de los mismos; o
- es un activo o fideicomiso cuya utilidad está sujeto a la tributación a las utilidades federal de los Estados Unidos sin importar la fuente del mismo.

En general, si es tenedor de ADS, será tratado como el tenedor de las acciones implícitas representadas por aquellos ADS para los efectos del impuesto sobre las utilidades federal de EE.UU. Por consiguiente, ninguna ganancia ni pérdida se reconocerá si intercambia los ADS para las acciones implícitas representadas por aquellos ADS.

La Tesorería de Estados Unidos ha manifestado su preocupación con respecto a que las partes a las cuales se pre-entregan los ADS, antes de que las acciones sean entregadas al Depositario (“pre-entrega”) o intermediarios en la cadena entre tenedores y emisor subyacente a las acciones, puedan estar actuando de manera inconsistente con las reglas que regulan la solicitud de créditos tributarios extranjeros para tenedores de ADS. Dichas acciones serían además incongruentes con la solicitud de una tasa impositiva menor, descrita

a continuación, aplicable a los dividendos recibidos por ciertos tenedores no corporativos. Por consiguiente, el análisis del potencial crédito de la tributación chilena y de la disponibilidad de la tasa reducida para los dividendos recibidos por tenedores no corporativos que aparece a continuación podría verse afectado por las acciones tomadas por las partes o intermediarios.

Este análisis asume que la Compañía no es, y no será una compañía extranjera de inversión pasiva (“passive foreign investment company”), descrita a continuación.

El resumen de las consecuencias tributarias del impuesto federal de los Estados Unidos establecido a continuación sólo pretende tener fines de información general. Debe consultar a sus asesores tributarios sobre las consecuencias impositivas particulares para usted de ser dueño o disponer de acciones o ADS, incluyendo la aplicabilidad y efecto de las leyes tributarias estatales, locales, fuera de los Estados Unidos y otras y la posibilidad de cambios en las leyes tributarias.

Tributación de Distribuciones

Las distribuciones hechas con respecto a nuestros ADS o acciones ordinarias, aparte de ciertas distribuciones a prorrata de acciones ordinarias se tratarán como dividendos en la medida que sean pagados a partir de nuestras ganancias y utilidades actuales o acumuladas (según lo determinan los principios tributarios federales de los Estados Unidos). Ya que no mantenemos un cálculo de nuestras ganancias y utilidades bajo los principios tributarios federales de los Estados Unidos, se espera que las distribuciones a los tenedores de los Estados Unidos sean reportadas como dividendos.

Sujeto a las restricciones aplicables y a la discusión anterior en relación a las preocupaciones expresadas por parte de la Tesorería de los Estados Unidos, se aplica un impuesto a una tasa máxima del 15% a los dividendos pagados por corporaciones calificadas a tenedores no corporativos en los años tributables que comiencen antes del 1 de enero de 2011. Una empresa extranjera es tratada como corporación extranjera calificada con respecto a los dividendos pagados en stock listos para ser comercializados en un mercado de valores de los Estados Unidos, tal como la Bolsa de Valores de Nueva York donde se comercializan nuestros ADS. Los tenedores deben consultar con sus propios asesores tributarios si aplicará la tasa favorable a los dividendos que recibe y si están sujetos a alguna regla especial que limite su capacidad a ser gravado a esta tasa favorable.

La cantidad del dividendo incluirá el monto neto retenido por nosotros con respecto a los impuestos chilenos. La cantidad del dividendo será tratado como ingreso por dividendo de fuente extranjera para usted y no será elegible para la deducción de dividendos recibidos, que es generalmente permitida a las corporaciones de los Estados Unidos conforme al Código. Los dividendos se incluirán en sus ingresos a la fecha de la recepción del dividendo, o en el caso de ADS, de la recepción por parte del depositario. La cantidad de cualquier dividendo pagado en pesos chilenos será un monto en dólares calculado por referencia a una tasa de cambio para convertir pesos chilenos en dólares en vigencia en la fecha de tal recepción sin considerar si el pago ha sido realmente convertido a dólares. Si el dividendo es convertido a dólares de los Estados Unidos en la fecha de recepción, generalmente no requerirá reconocer la ganancia o pérdida en moneda extranjera con respecto al ingreso por dividendos. Puede que usted tenga ganancia o pérdida por conversión de moneda si el dividendo es convertido a dólares en una fecha posterior a la fecha de recepción.

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, el monto neto de impuesto a la retención chileno (después de la reducción para el crédito para el impuesto al ingreso corporativo chileno, como se discute bajo las “Consideraciones tributarias chilenas – tasación de acciones y ADS – Tasación de Dividendos de Efectivo y Distribuciones de Propiedad”) retenidas de los dividendos sobre acciones o ADS, serán acreditables contra sus deudas tributarias federales de los Estados Unidos. Las normas que rigen los créditos tributarios extranjeros son complejas y, por ende, le instamos que consulte con su asesor tributario para determinar la disponibilidad de créditos tributarios extranjeros en sus circunstancias particulares. En lugar de reclamar un crédito, usted puede, a su elección, deducir tales impuestos chilenos contabilizando su ingreso tributable, sujeto a las limitaciones generalmente aplicables bajo la ley de los Estados Unidos. Elegir la deducción de impuestos extranjeros en lugar de solicitar créditos tributarios extranjeros debe aplicar a todos los impuestos pagados o acumulados en el año tributario a países extranjeros y posesiones de los Estados Unidos.

Venta u otras enajenaciones de acciones o ADS

Para propósitos tributarios federales de los Estados Unidos, la ganancia o pérdida de capital que usted reconoce en la venta u otra enajenación de acciones o ADS será una ganancia o pérdida de capital y será ganancia o pérdida de capital de largo plazo si usted ha sido tenedor de los ADS o acciones por más de un año a la fecha de la enajenación. La cantidad de ganancia o pérdida será igual a la diferencia entre su base impositiva y las acciones o ADS enajenadas y la cantidad reconocida en la enajenación, en cada caso determinadas en dólares. Tal ganancia o pérdida generalmente será una ganancia o pérdida de fuente en los Estados Unidos para propósitos de crédito tributario federal.

En ciertas circunstancias, pueden aplicarse impuestos chilenos a la venta de acciones. Véase “Consideraciones Tributarias Chilenas – Tributación de Acciones y ADS”. Si se aplica un impuesto chileno a la venta o enajenación de acciones y el tenedor de los Estados Unidos no recibe ingresos extranjeros significativos de otras fuentes, tal tenedor de los Estados Unidos puede no ser capaz de acreditar tal impuesto chileno contra su deuda tributaria federal.

Reglas de Compañías con Inversiones Extranjeras Pasivas (“PFIC”)

Creemos que no somos una compañía con inversiones extranjeras pasivas, (“PFIC”), para efectos del impuesto sobre las utilidades federal de EE.UU. en el año tributario de 2008. No obstante, dado que la condición de ser una PFIC depende de la composición de los ingresos y activos de una compañía y del valor de mercado de sus activos (incluyendo, entre otros, las inversiones en acciones ordinarias que conforman menos que el 25% de la propiedad), y como no es claro si ciertos tipos de nuestra renta constituyen rentas pasivas para efectos de una PFIC, no se puede asegurar que no nos vayan a considerar una PFIC en ningún año fiscal. Si nos trataran como una PFIC en un año fiscal durante el cual usted es tenedor de un ADS o acción, ciertas consecuencias adversas podrían aplicarse a su caso, incluyendo la aplicación de montos impositivos más altos y requerimientos adicionales de información. Ustedes deben consultar a sus asesores tributarios sobre las consecuencias para usted si nos consideran una PFIC, así como la disponibilidad y conveniencia de tomar cualquier decisión que puede mitigar las consecuencias adversas de la condición de PFIC.

Retenciones de respaldo y publicación de informes

El pago de dividendos y de ganancias a las ventas que se hacen dentro de los Estados Unidos o mediante ciertos intermediarios financieros relacionados con los EE.UU. por lo general está sujeto a la presentación de información o ‘backup withholding’¹, a no ser que (i) sea una sociedad u otro recipiente exento de pago o (ii) en el caso de ‘backup withholding’, que usted presente un número de identificación de contribuyente y certifique que no está sujeto a ‘backup withholding’.

El monto de cualquier ‘backup withholding’ proveniente de un pago que se le hace a usted, podrá aplicarlo como crédito a su obligación tributaria federal Estados Unidos y le puede dar derecho de recibir un reembolso, siempre que la información requerida sea entregada oportunamente al Servicio de Impuestos Internos.

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, excepto que como emisor extranjero, no estamos sujetos a las reglas de representación ni a las reglas de publicación de utilidades

¹ ‘backup withholding’ es un procedimiento del servicio de impuestos internos de USA para asegurar que que un contribuyente que no tiene una identificación del seguro social o un número de identificación tributaria pueden tener aún impuestos retenidos sobre sus ingresos.

short-swing de la Ley de la Bolsa de Valores. De acuerdo a estos requisitos, registramos en la SEC ciertos informes. La información presentados a la SEC puede ser inspeccionada o copiada 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 filiales

No se aplica.

Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado

La Compañía está expuesta a riesgos derivados de cambios en las tasas de interés y los tipos de cambio. La compañía monitorea y administra en forma constante dichos riesgos, en coordinación con Enersis – nuestra empresa matriz. El directorio de la Compañía aprueba las políticas de administración de riesgo a todo nivel.

La Compañía no participa de instrumentos financieros para fines especulativos no transables. Por ende, el riesgo de mercado de la Compañía se limita a los riesgos transables.

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, petróleo diesel y el carbón. Con el fin de manejar esta exposición celebramos contratos de largo plazo con proveedores y clientes.

Estamos expuestos a la volatilidad de los precios del gas natural en los mercados chilenos y argentinos. Intentamos manejar nuestro suministro de este producto mediante la celebración de contratos a largo plazo con nuestros proveedores con plazos ojalá calzados a la vida útil de nuestros activos de generación. Por lo general, estos contratos establecen la compra del gas a los precios de mercado existentes en el momento en que se realiza la compra. Al 31 de diciembre de 2008, 2007 y de 2006 no teníamos ningún contrato clasificado como derivado financiero, o instrumento financiero o de derivados de productos básicos relacionado con el gas natural.

Estamos parcialmente expuestos a la volatilidad de los precios del carbón y diesel. En los mercados en los que operamos, el mecanismo de despacho permite a las centrales cubrir este costo variable. Por otra parte, bajo ciertas circunstancias las fluctuaciones del precio del combustible pueden afectar los costos marginales. Adicionalmente, a través de políticas de mitigación de riesgo comercial y la proporción de generación hidro-termo, procuramos protegernos naturalmente de la volatilidad del precio de los productos básicos sobre nuestro margen operacional. Al 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006 no contábamos con ningún contrato clasificado como derivados financieros, o instrumento o de derivados de productos básicos relacionado con el carbón o el diesel.

Al 31 de diciembre, 2008, no contábamos con instrumentos sensibles al precio de la electricidad.

Riesgo a la Tasa de Interés

Al 31 de diciembre de 2007 y 2008, 18,1% y 27,3% de nuestras obligaciones de deuda pendientes estaban sujetas a tasas de interés flotantes (principalmente en base a la tasa LIBOR). Administramos esta exposición al riesgo de tasas de interés manteniendo deuda tanto con tasa fija como con tasa variable, de acuerdo a la política aprobada por el Directorio.

Al 31 de diciembre, 2008, los valores registrados para propósitos de contabilidad financiera y el correspondiente justo valor de los instrumentos financieros importantes (incluyendo instrumentos de cobertura) que nos exponen al riesgo de tasa de interés, son como se muestra a continuación:

Al 31 de diciembre, 2008								
2009	2010	2011	2012	2013	En adelante	Total	Valor Justo	
(en millones de Ch\$ constantes, excepto porcentajes)								
Deuda:								
Tasa fija:								
Denominada en Ch\$ y UF	644	5.106	5.106	5.106	5.428	396.293	417.682	526.439
Tasa de interés promedio ponderada	16,48%	16,50%	16,50%	16,50%	16,50%	8,85%	9,24%	0,00%
Denominada en dólares	425.549	20.290	25.857	30.364	272.726	320.187	1.094.974	1.438.038
Tasa de interés promedio ponderada	8,33%	7,28%	7,31%	6,58%	8,49%	8,23%	8,25%	0,00%
Otras monedas	27.097	14.664	142.,909	—	20.256	144.119	349.046	360.038
Tasa de interés promedio ponderada	10,38%	5,64%	10,47%	0,00%	6,51%	11,49%	10,45%	0,00%
Tasa variable								
Denominada en Ch\$ y UF	1.241	—	—	—	—	—	1.241	1.241
Tasa de interés promedio ponderada	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Denominada en dólares	84.112	200.183	173.742	48.152	7.893	161.513	675.596	675.481
Tasa de interés promedio ponderada	6,61%	4,63%	4,64%	5,52%	5,69%	4,40%	4,90%	0,00%
Otras monedas	130.521	8.389	—	86.523	—	—	225.434	229.959
Tasa de interés promedio ponderada	14,16%	20,78%	0,00%	12,24%	0,00%	0,00%	13,67%	0,00%
Total	669.165	248.633	347.614	170.146	306.303	1.022.112	2.763.973	3.231.197

Para efectos de comparación, al 31 de diciembre de 2007, los valores registrados para propósitos contables financieros y el valor justo de estos instrumentos financieros importantes que nos exponen al riesgo de la tasa de interés eran como sigue:

Al 31 de diciembre, 2007								
2008	2009	2010	2011	2012	En adelante	Total	Valor justo	
(en millones de Ch\$ constantes, excepto porcentajes)								
Deuda:								
Tasa fija:								
Denominada en Ch\$ y UF	589	589	4.670	4.670	4.670	171.227	186.415	267.032
Tasa de interés promedio ponderada	12,88%	12,89%	12,89%	12,89%	12,90%	—	12,89%	—
Denominada en dólares	220.235	331.426	15.816	23.144	22.221	440.809	1.053.652	1.269.770
Tasa de interés promedio ponderada	8,17%	8,05%	8,09%	8,16%	8,33%	—	8,16%	—
Otras monedas	46.357	20.415	11.939	108.764	—	135.913	323.388	316.885
Tasa de interés promedio ponderada	8,98%	9,00%	9,17%	9,04%	9,04%	—	9,04%	—
Tasa variable								
Denominada en Ch\$ y UF	—	—	—	—	—	—	-	—
Tasa de interés promedio ponderada	—	—	—	—	—	—	-	—
Denominada en dólares	38.325	48.972	68.635	97.075	26.465	5.795	285.266	277.749
Tasa de interés promedio ponderada	5,15%	5,16%	5,37%	4,63%	1,46%	—	5,13%	—
Otras monedas	19.493	75.755	1.782	—	75.223	—	172.252	162.777.27
Tasa de interés promedio ponderada	11,87%	11,11%	10,30%	10,30%	-	—	11,16%	—
Total	324.999	477.157	102.842	233.654	128.578	753.743	2.020.973	2.294.213

Riesgo cambiario

La Compañía está expuesta a un riesgo cambiario producto de sus obligaciones a largo plazo denominadas en dólares. Este riesgo se mitiga porque una parte significativa de los ingresos de la Compañía se relacionan con el dólar, directa o indirectamente. Adicionalmente, administramos el riesgo a través de

swaps de divisas en dólares y UF y contratos de divisas *forward* en dólares y pesos. Al 31 de diciembre de 2008, teníamos un endeudamiento consolidado total de 4.343 mil millones de dólares, \$2.798 mil millones (neto de instrumentos de cobertura de divisas), o el 64%, se denominaba en dólares. Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre de 2008, nuestros ingresos alcanzaron a \$3.915 mil millones, de los cuales aproximadamente el 19% se denominaba en dólares y aproximadamente el 49% se relacionaba de alguna forma con el dólar. En cambio, el equivalente a 88 millones de dólares correspondía a ingresos en pesos, 542 millones en pesos colombianos, \$555 millones en pesos argentinos y \$70 millones en soles.

Si bien el riesgo cambiario al cual estamos expuestos depende de las fluctuaciones de los tipos de cambio extranjeros en los cuales tenemos los activos y pasivos monetarios, comparados con el peso, para efectos contables nuestro resultado operacional está afectado por las variaciones cambiarias del dólar respecto al peso, debido a la aplicación del BT 64. De acuerdo a las normas contables chilenas, los efectos de recalculación muchas de las fluctuaciones cambiarias del peso / dólar son registrados en el patrimonio neto de la corrección monetaria producida por los efectos de la inflación chilena en dichas cantidades de inversiones extranjera.

Las ganancias y pérdidas por moneda extranjera se incluyen en los resultados operacionales para el período, junto con la corrección monetaria.

Al 31 de diciembre de 2008, los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que nos exponen al riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

	Al 31 de diciembre, 2008					En adelante	Total	Valor Justo (3)
	2009	2010	2011	2012	2013			
	(en millones de Ch\$ constantes)(1)							
Deuda:								
Tasa fija:								
Denominados en dólares.....	425.549	20.290	25.857	30.364	272.726	320.187	1.094.974	1.438.038
Otras monedas extranjeras	27.741	19.770	148.015	5.106	25.684	540.413	766.728	1.760.453
Tasa variable:								
Denominados en dólares	84.112	200.183	173.742	48.152	7.893	161.513	675.596	675.481
Otras monedas extranjeras.....	131.763	8.389	—	86.523	—	—	226.676	1.088.503
Otro instrumento (2):								
Denominados en dólares.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras monedas extranjeras.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Contactos Forward (recibir \$/pagar Ch\$-UF)	—	—	—	—	—	—	—	—
Derivados de otras monedas extranjeras.....	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) Calculado sobre la base del tipo de cambio observado al 31 de diciembre de 2008, que fue Ch\$ 636,45 = \$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 involucrados.

Al 31 de diciembre de 2007, los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que nos exponen al riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

	Al 31 de diciembre, 2007					En adelante	Total	Valor justo (3)
	2008	2009	2010	2011	2012			
	(en millones de Ch\$ constantes) (1)							
Deuda:								
Tasa fija:								
Denominados en dólares.....	220.235	331.426	15.816	23.144	22.221	440.809	1.053.652	1.269.055
Otras monedas extranjeras	46.946	21.004	16.609	113.434	4.670	307.140	509.803	583.917
Tasa variable:								
Denominados en dólares	38.325	48.972	68.635	97.075	26.465	5.795	285.266	278.464
Otras monedas extranjeras	19.493	75.755	1.782	—	75.223	—	172.252	162.777

Otro instrumento (2):								
Denominados en dólares.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras monedas extranjeras	—	—	—	—	—	—	—	—
Contactos Forward (recibir \$/pagar Ch\$-UF)	—	—	—	—	—	—	—	—
Contratos Swap (recibir \$/pagar Ch\$).....	62.111	—	—	—	—	—	62.111	(3.878)

- (1) Calculado sobre la base del tipo de cambio observado al 31 de diciembre de 2007 que fue Ch\$ 496,89 = \$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 involucrados.

D. Puerto Seguro

La información en el presente Ítem 11. Información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado, contiene declaraciones que pueden constituir declaraciones prospectivas. Para las disposiciones sobre Puerto Seguro, véase “Declaraciones con visión hacia el futuro” en la Introducción del presente Reporte.

Ítem 12. Descripción de valores que no sean acciones ordinarias

No se aplica.

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades

No hay.

Ítem 14. Modificaciones sustanciales a los derechos de los tenedores de valores y el uso de las ganancias

No hay.

A. Uso de las ganancias

No se aplica.

Ítem 15. Controles y Procedimientos

(a) Controles y procedimientos de la publicación de informes

La compañía, bajo la supervisión y con la participación del gerente general y el gerente de administración y finanzas, realizó una evaluación de la efectividad del diseño y operación de los controles y procedimientos de la publicación de informes (como definen las reglas 13(a) – 15(e) y 15(d) – 15 (e) bajo la Ley de Intercambio) al 31 de diciembre de 2008. La eficacia de todo sistema de controles y procedimientos de la publicación de informes está sujeta a limitaciones propias, incluidos el error humano y la evasión o invalidación de los controles y procedimientos mismos. Por consiguiente, los controles y procedimientos de la publicación de informes de la Compañía están diseñados para garantizar un nivel razonable de cumplimiento con sus objetivos de control.

Sobre la base de dicha evaluación, el gerente general y el gerente de administración y finanzas concluyeron que dichos controles y procedimientos son adecuadamente eficaces para garantizar un nivel de certeza razonable que la información que se requiere revelar en los informes que la Compañía presenta y registra bajo la Ley de Intercambio es registrada, procesada, resumida y publicada dentro de los períodos de tiempo especificados en las reglas y en los formularios aplicables y que es recopilada y presentada a la administración de la Compañía y al gerente general y al gerente de administración y finanzas, según procede, para permitir que las decisiones asociadas a las publicaciones necesarias se tomen de forma oportuna.

(b) Informe anual de la administración sobre los controles internos de las publicaciones financieras

Conforme a las regulaciones de la Sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002, la administración de Endesa Chile es responsable de la formulación y aplicación de los “controles internos apropiados de las publicaciones financieras” (como definen las reglas 13(a) – 15(f) bajo la Ley de Intercambio). Los controles internos de la Compañía sobre las publicaciones financieras se han diseñado de tal forma que garanticen un grado de certeza razonable en cuanto a la confiabilidad de los informes financieros y de la preparación de los estados financieros para propósitos externos de conformidad con los principios contables generalmente aceptados.

Dadas las limitaciones propias, es posible que los controles internos sobre las publicaciones financieras no necesariamente eviten ni detecten ciertos errores. Sólo puede garantizar un nivel de certeza razonable en relación a la preparación y presentación de los estados financieros. Además, las proyecciones relativas a las evaluaciones sobre la eficacia de períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles puedan llegar a ser inadecuados debido a cambios en la condiciones o por el deterioro del grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos a lo largo del tiempo.

La administración evaluó la eficacia de sus controles internos sobre las publicaciones financieras para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008. La evaluación se basó en los criterios establecidos en el marco de los “Controles internos— Marco integrado” emitido por el comité de organizaciones auspiciadores de la Comisión Treadway (COSO). Sobre la base de dicha evaluación, la administración de Endesa Chile ha concluido que al 31 de diciembre de 2008 los controles internos sobre las publicaciones financieras fueron eficaces.

(c) Informe de Certificación

KPMG Auditores Consultores Ltda., la compañía de contadores públicos registrados e independientes que auditó nuestros estados financieros consolidados, emitió un informe sobre la eficacia de los controles internos sobre las publicaciones financieras al 31 de diciembre de 2008. Este reporte se encuentra en la página F-3.

(c) Cambios realizados a los controles internos

No hubo ningún cambio a los controles internos que ejerce Endesa Chile sobre la publicación de los informes financieros durante 2008 que hubiese tenido un impacto importante o que dentro de lo que es razonablemente probable afectaría de forma sustancial los controles internos de la Compañía sobre la publicación de informes financieros.

Ítem 16. [Reservado]

Ítem 16A. Experto financiero del Comité de Auditoría

Al 31 de diciembre de 2008, nuestro directorio ha determinado que Jaime Estévez V. es un experto financiero del comité de auditoría de conformidad a lo definido en la Ley de Valores, forma parte del comité de auditoría y constituye un integrante independiente del comité de auditoría. Véase el “Ítem 6. Directores, gerentes y empleados — C. Prácticas del directorio” para detalles.

Ítem 16B. Código de ética

Existen dos resoluciones o políticas de la empresa que rigen las normas de conducta ética de Endesa Chile, a saber: el Estatuto de Regulación de Ejecutivos y el Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores y las Bases de Gobierno Corporativo de Endesa Chile.

El Estatuto del Directivo, adoptado por el directorio en junio de 2003, se aplica a todos los gerentes que por medio de un contrato se asocian a Endesa Chile o a sus filiales controladas en las cuales Endesa Chile es el accionista mayoritario tanto en Chile como en el exterior, lo que incluye al gerente general, el gerente de administración y finanzas y a los demás principales ejecutivos de la Compañía. El objetivo de este reglamento, que se ha incorporado a los contratos de aquellas personas sujetas a su cumplimiento, es establecer la conducta de la gerencia con respecto a los principios que rigen sus acciones y los límites y aspectos incompatibles que surgen de allí, todo dentro del marco de la visión, la misión y los valores de Endesa Chile.

El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, adoptado por el directorio de Endesa Chile en junio de 2002, determina los criterios de conducta a aplicarse a las operaciones de mercado con el fin de contribuir a la transparencia de las mismas y a la protección de los inversionistas; dicho reglamento se aplica a los miembros del directorio, los principales ejecutivos y los ejecutivos y empleados de Endesa Chile que determina el gerente general con conocimiento del presidente y que desarrollen su trabajo en áreas relacionadas con el mercado de valores o que tengan acceso a información privilegiada.

Con el fin de asegurar el cumplimiento de las disposiciones de la Ley del Mercado de Valores y otros reglamente legales impuestas por la SVS, el directorio de Endesa Chile aprobó el “Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado” (“Manual”), en mayo 2008. Este Manual es vinculante y será aplicable a los miembros del directorio, ejecutivos y empleados de Endesa Chile que tienen acceso o pueden tener acceso a información, especialmente aquellos que trabajan en las áreas relacionadas al mercado de valores. Sus disposiciones se basan en la creencia de que tales personas deben actuar en base a 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.

Estamos comprometidos con realizar mejoras continuas a nuestras prácticas de gobierno corporativo basadas en el trato equitativo de todos los accionistas y velar por sus mejores intereses, otorgándoles así un rendimiento razonable a su inversión. Los esfuerzos en esta materia se concentran básicamente en las siguientes tres áreas claves: i) Relación con accionistas y la Compañía, ii) directorio y administración, iii) políticas y publicación de información. La Base del Gobierno Corporativo de Endesa Chile está estructurada como un formato de preguntas y respuestas amigables y simples que intentan cubrir los aspectos más

relevantes en estas tres áreas.

Se puede acceder el Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, el Estatuto del Directorio, el Manual y la Base de Gobierno Corporativo en el sitio web de Endesa Chile en www.endesa.cl (que no se incorpora como anexo al presente Reporte). 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

Los accionistas nominaron a Ernst & Young (2007) y KPMG Auditores Consultores Ltda. (2008) como auditores externos de Endesa Chile en reemplazo de Ernst & Young.

La tabla que aparece a continuación contiene información de los honorarios acumulados que facturaron nuestros contadores principales, KPMG, además de otras empresas asociadas a Ernst & Young y KPMG y sus socios respectivos, por tipo de servicio prestado durante los períodos abajo indicados:

<u>Servicios prestados</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
	(millones de \$)	
Honorarios de auditoría(1)	0,90	1,01
Honorarios relacionados con la auditoría (2).....	0,04	0,0504
Honorarios tributarios.....	0,00	0,000,00
Total	<u>0,94</u>	<u>0,941,06</u>

(1) Durante el 2008, KPMG ha ampliado su ámbito incluyendo servicios de auditoría en Argentina. Esos servicios fueron prestados por otro auditor externo, distinto al auditor externo principal, en el año 2007.

(2) Durante 2008, se incluyen los pagos asociados a requerimientos especiales de la SVS por \$ 48.593 principalmente relacionados a la adopción de IFRS. Durante 2007, se incluyen los pagos por servicios prestados en relación al *due diligence* en Colombia por \$36.000.

Adicionalmente, KPMG prestó servicios de auditoría relacionados con la serie de informes preparados de conformidad con las políticas contables de Endesa España para ser incorporados a sus estados financieros consolidados que se preparan de acuerdo al IFRS.

Los montos incluidos en la tabla antes presentada y en las notas a pie se han clasificado conforme con las pautas de la Junta para la Supervisión Contable de Compañías Públicas (PCAOB por sus siglas en inglés), las cuales contienen ciertos elementos que difieren de las clasificaciones realizadas en nuestros estados financieros consolidados para Endesa España que preparamos de conformidad con IFRS.

Políticas y procedimientos de aprobación previa del Comité de Auditoría

Nuestros accionistas designan a los auditores externos de la Compañía en la junta anual de accionistas. De igual modo, los accionistas de nuestras filiales asignan a sus respectivos auditores externos, de conformidad con las leyes y los reglamentos vigentes en cada país.

El Comité de Auditoría y Control, a través del departamento de auditoría corporativa, administra las propuestas de nominaciones, las revisiones de las cartas de participación, los honorarios negociados, el

control de calidad de los servicios prestados, el análisis y el control de asuntos de independencia y otras materias asociadas.

El Comité de Auditoría y Control tiene una política de aprobación previa que se aplica a la contratación del auditor externo de Endesa Chile, y de cualquiera de las filiales del auditor externo, para la prestación de servicios profesionales. Los servicios profesionales que abarca dicha política incluyen los servicios de auditoría y los que no son de auditoría que se prestan a Endesa Chile.

Los honorarios que se pagan en conexión a los servicios de auditoría recurrentes se autorizan como parte de nuestro presupuesto anual. Los honorarios que se pagan en relación a los servicios de auditoría no recurrentes, una vez analizados por parte del departamento de auditoría corporativa, se someten a la consideración del Comité de Auditoría y Control para su aprobación o rechazo.

La política de aprobación previa establecida por el Comité de Auditoría y Control para los servicios que no son de auditoría se detalla a continuación:

- la unidad de negocios que solicita el servicio y la compañía de auditoría a la que se solicita la prestación de servicios deben pedir que el gerente de auditoría corporativa estudie la naturaleza del servicio a prestar.
- en ese momento, el departamento de auditoría corporativa debe analizar la solicitud y exigir que la compañía de auditoría solicitada para prestar sus servicios emita un certificado firmado por el socio responsable de la auditoría de nuestros estados financieros consolidados, confirmando la independencia de dicha compañía de auditoría.
- finalmente, la propuesta se presenta al Comité de Auditoría y Control para su aprobación o rechazo.

Todo servicio detallado arriba en la nota al pie (2) fue aprobado de conformidad con los procedimientos señalados inmediatamente arriba desde julio de 2005.

Adicionalmente, debido a la publicación número 34-53677 de SEC-PCAOB (Aprobación previa del Comité de Auditoría para ciertos servicios tributarios), el Comité de Auditoría ha diseñado, aprobado e implementado los procedimientos necesarios para satisfacer los requisitos establecidos en esta norma.

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

Los Sres. D'Ornellas y Prado son miembros del directorio de Endesa España y están descansando en la exención otorgada por la Regla 10A-3(b)(1)(iv)(B). Los Sres. D'Ornellas y Prado cumplen con los demás requisitos de independencia de la Regla 10A-3(b)(1)(iv)(B). Creemos que esto no afecta materialmente la capacidad de nuestro Comité de Auditoría de actuar con independencia.

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

No se aplica.

Ítem 16F. Cambio de contadores certificados del Registrante

No se aplica.

Ítem 16G. Gobierno Corporativo

A continuación se presenta un resumen de las diferencias significativas entre nuestras prácticas de gobierno corporativo y aquellas aplicables a los emisores domésticos bajo las reglas de gobierno corporativo de la NYSE.

Independencia y las Funciones del Comité de Auditoría

Bajo las reglas de gobierno corporativo de la NYSE, todos los miembros del Comité de Auditoría deben ser independientes. Estamos sujetos a este requerimiento desde el 31 de julio de 2005.

Bajo las reglas de gobierno corporativo de la NYSE, el comité de auditoría de una compañía de Estados Unidos debe desarrollar las funciones detalladas en, y cumplir con los requerimientos establecidas en la Reglas 303A.06 y 303A.07 del Manual para Compañías Listadas en la NYSE. Empresa que no son de Estados Unidos han tenido que cumplir con la Regla 303A.06 desde el 31 de julio de 2005, pero no requieren cumplir con la Regla 303A.07. Desde julio 2005, cumplimos con los requerimientos funcionales y de independencia de la Regla 303A.06. De acuerdo a lo requerido por el Acta de Sarbanes-Oxley y las reglas de gobierno corporativo de la NYSE, el 29 de junio de 2005, el Directorio de Endesa Chile creó el Comité de Auditoría, compuesto por tres directores que también son directores de la Compañía. Los miembros actuales de este Comité, que satisfacen los requerimientos de independencia de la NYSE son: Sres. Fernando D'Ornellas S., Borja Prado E., y Jaime Estévez V. Los Sres. D'Ornellas y Prado son miembros del directorio de Endesa España. Los Sres. D'Ornellas y Prado cumplen con los demás requisitos de independencia de la Regla 10A-3(b)(1)(iv)(B).

De acuerdo a lo requerido por la Ley Chilena, Endesa Chile también tiene un Comité de Directores compuesto por tres directores. A pesar de que la Ley Chilena requiere que la mayoría de los directores de este Comité (dos de tres) esté compuesto por directores que no fueron nominados por los votos de los accionistas controladores , o si se excluyeran los votos de los accionistas controladores, igualmente hubieran sido elegidos (un director no-controlador), permite que el Comité de Directores sea conformado por una mayoría o incluso unanimidad de directores controladores, si no existen suficientes directores no controladores en el Directorio para formar parte del Comité. Actualmente, nuestro Comité de Directores está compuesto por dos directores no-controladores y un director nominado con los votos del accionista controlador.

Nuestro Comité de Directores lleva a cabo las siguientes funciones:

- revisión de la Memoria Anual, Estados Financieros , y los Reportes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas ;
- formulación de la propuesta al Directorio de la selección de auditores externos y agencias clasificadoras de riesgo;
- revisión de las operaciones de la Compañía con partes relacionadas y/o relacionadas a operaciones en las cuales los miembros del Directorio de la Compañía o ejecutivos puedan tener intereses personales;
- revisión de la estructura de compensación y planes de los gerentes y ejecutivos; y
- cualquier otra función encargada al Comité por los estatutos, el Directorio, o los accionistas de la Compañía.

Los miembros actuales de este Comité son Mario Valcarce D., Raimundo Valenzuela L., y Jaime Estévez V.

Por acuerdo adoptado en la junta extraordinaria de accionistas celebrada el 21 de mayo de 2006, un nuevo capítulo fue incorporado a los estatutos de Endesa Chile, que se refiere al “Comité de Directores y Comité de Auditoría” Visite nuestro sitio web para mayor detalle (www.endesa.cl).

PARTE III

Ítem 17. Estados financieros

No hay.

Ítem 18. Estados financieros

Endesa Chile y filiales

Índice de los Estados Financieros Consolidados Auditados

Informes de las compañías de contabilidad registradas e independientes:

Reporte de KPMG Auditores Consultores Ltda. — Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) 2008.....	F-1
Reporte de KPMG Auditores Consultores Ltda. — Endesa Chile —Reporte de Control Interno sobre Publicaciones de Información Financiera 2008	F-3
Reporte de Ernst & Young Ltda. — Endesa Chile y Filiales 2006 y 2007	F-5
Reporte de Deloitte & Touche Ltda. — Emgesa S.A. E.S.P. 2006, 2007, y 2008	F-6
Reporte de Deloitte & Touche S.R.L. — Endesa Argentina 2006 y 2007	F-7
Reporte de Deloitte & Touche Auditores y Consultores Ltda. — Endesa Brasil S.A. 2006, 2007, y 2008	F-8
Reporte de Ernst & Young Auditores Independientes S.S. — Centrais Electricas Cachoeira Dourada S.A. 2006 y 2007.....	F-9
Reporte de Ernst & Young Auditores Independientes S.S. — Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. 2006 y 2007.....	F-10
Reporte de Ernst & Young Auditores Independientes S.S. — CIEN — Companhia de Interconexao Energetica 2006 y 2007.....	F-11
Reporte de Deloitte & Touche Co. S.R.L. — Transportadora de Energía S.A. 2006 y 2007	F-13
Reporte de Deloitte & Touche Co. S.R.L. — Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. 2006 y 2007.....	F-14

Estados Financieros Consolidados:

Balance Consolidado al 31 de diciembre 2007 y 2008	F-15
Estado de Resultados Consolidado para los años terminados el 31 de diciembre de, 2006, 2007 y 2008	F-17
Estados consolidados de patrimonio para los años terminados el 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008	F-18
Estados consolidados de flujo de caja para los años terminados el 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008.....	F-20
Notas a los estados financieros consolidados	F-22
Estados Financieros Consolidados Endesa Brasil S.A	G-1

Ítem 19. Anexos

<u>Anexo</u>	<u>Descripción</u>
1.1	Estatutos de Empresa Nacional de Electricidad S.A., y enmiendas.*
8.1	Lista de filiales al 31 de diciembre de 2008.
12.1	Certificación del gerente general conforme a la sección 302 de la ley Sarbanes-Oxley. Certificación del Gerente de Administración y Finanzas conforme a la sección 302 de la ley Sarbanes-Oxley.
12.2	Sarbanes-Oxley.
13.1	Certificación del Gerente General y Gerente de Administración y Finanzas conforme a la sección 906 de la ley Sarbanes-Oxley.

* Incorporado por referencia al formulario 20-F de Endesa Chile para el año terminado el 31 de diciembre de 2006.

Proporcionaremos a la *Securities and Exchange Commission*, a su petición, copias de cualquier instrumento no presentado que define los derechos de los tenedores de obligaciones de largo plazo de Endesa.

FIRMAS

La entidad registrada certifica que cumple con todos los requisitos para registrar el Formulario 20-F y que debidamente ha causado y autorizado la firma del abajo firmante del presente Reporte en su representación.

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD
S.A.**

Por: /s/ Rafael Mateo A.

Nombre: Rafael Mateo A.

Cargo: Gerente General

Fecha: 8 de junio de 2009