

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(ENDESA o ENDESA CHILE)

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CONSOLIDADOS

Al 31 DE DICIEMBRE DE 2005

(cifras en millones de pesos, salvo que se especifique otra cosa)

A) RESUMEN

La utilidad neta de Endesa Chile en el año 2005 alcanzó a \$ 110.623 millones, una mejora de 27,4 % sobre los \$ 86.805 millones alcanzados en el año 2004. Esta cifra refleja el mejor resultado operacional alcanzado por la empresa durante el año.

En el año 2005, el resultado operacional alcanzó \$ 394.862 millones, un mejoramiento de 3,3 % respecto a los \$ 382.310 millones que se registraron en el año 2004 y se explica por un importante mejoramiento del resultado en Chile y en Brasil, a pesar de la desconsolidación de Cachoeira Dourada en el cuarto trimestre de 2005. Este mejor resultado operacional fue parcialmente compensado por los menores resultados en Argentina derivados primordialmente del impacto del negocio de exportación a Brasil, manteniendo Colombia y Perú niveles operacionales similares a los obtenidos durante el año 2004. Cabe indicar que el mejoramiento del resultado operacional del segundo semestre del año 2005 supera ampliamente el 7,2 % de menor resultado operacional consolidado del primer semestre del año, lo que demuestra una fuerte recuperación en la segunda mitad del año.

El EBITDA o resultado operacional más depreciación y amortización de Endesa Chile Consolidada alcanzó \$ 566.534 millones en el año 2005, un aumento de 13,8 % respecto al año 2004, a pesar de dejar de consolidar el último trimestre de Cachoeira Dourada. La distribución de EBITDA por país, ajustado por la participación de propiedad en cada filial, muestra que Chile contribuye con un 66,7 %, Colombia con un 12,9 %, Perú con un 7,0 % y Argentina con un 6,2 %, y Brasil hasta septiembre colaborando con 7,2 %.

Los eventos más relevantes que se pueden destacar en el año 2005 son los siguientes:

Dentro del buen desempeño en Chile, que operacionalmente representa cerca del 50 % del resultado consolidado de la compañía, se pueden destacar importantes acontecimientos:

- las modificaciones a la Ley Eléctrica chilena definidas por la Ley Corta II han significado llevar las tarifas reguladas de generación a valores algo más concordantes con la realidad de costos del sistema eléctrico en Chile y los precios internacionales de los combustibles fósiles, así como el reconocimiento de la incertidumbre del abastecimiento de gas natural desde Argentina.
- la relevancia que ha tenido para la compañía el tener un parque de generación hidráulico de primer nivel y que ha sido en gran medida el soporte de la generación en el SIC.
- la mejora de la hidrología a partir de junio de 2005, que ha permitido recuperar los niveles históricos de gran parte de los embalses y disminuir la generación térmica, recuperando así el menor margen logrado durante el primer semestre.
- la importancia de los 690 MW de capacidad que Ralco ha aportado al sistema, alcanzando el 9,2 % de la generación total del SIC, frente a un escenario de crecimiento de demanda y escasez de gas natural, es una prueba que avala nuestra clara posición a favor de las centrales hidráulicas como la principal fuente de energía en Chile, dada la abundancia que todavía se tiene de ese recurso natural y autóctono, siempre con el máximo respeto y preocupación por el medio ambiente.

- durante el año 2005 Endesa Chile batió record histórico de generación en Chile, alcanzando a 18.764 GWh. Específicamente, en el mes de agosto se batió el récord de generación hidráulica. Este alto nivel de generación se logró producto del buen estado de las plantas con un alto porcentaje de utilización, que han podido operar a su máxima capacidad, como también a la buena hidrología que ha permitido la recuperación de los embalses.

En cuanto al desempeño en Chile y en el extranjero, se puede destacar:

- una política comercial consistente con el mix de generación de la compañía y las condiciones de los mercados en los que opera ha permitido la mejora de los resultados operacionales en los últimos años, permitiendo a Endesa Chile enfrentar el futuro en muy buenas condiciones.
- la capacidad de la compañía en Chile y en sus filiales extranjeras para refinanciar sus pasivos avalan la consolidada y reconocida posición de la compañía en los diferentes mercados en los que opera, permitiendo disminuir en forma importante los gastos financieros consolidados de la compañía.

Los ingresos de explotación consolidados en el año 2005 alcanzan a \$ 1.123.039 millones, un aumento de 5,0 % con respecto al año anterior, lo que representa una mejora de \$ 53.201 millones. Las ventas físicas acumuladas a diciembre de 2005 ascendieron a 55.884 GWh, lo que representa un crecimiento de un 4,6 % con respecto al año 2004. Considerando un año 2004 comparativo con el supuesto que no se incluye el último trimestre de Cachoeira Dourada en el cierre de diciembre de 2004, los ingresos de explotación hubiesen crecido en un 6,1 %.

Los costos de explotación acumulados a diciembre de 2005 alcanzaron \$ 689.599 millones, lo que representa un aumento de un 5,8 % con respecto a 2004. La generación eléctrica ascendió a 50.122 GWh, comparado con 47.366 GWh del año 2004, donde se destaca el 9,2 % de aumento en la producción hidroeléctrica consolidada y el 26,5 % de mayor generación hidroeléctrica en Chile.

El mayor consumo y precio promedio de los combustibles para la generación térmica realizado a comienzos de año explican el aumento de estos costos, que llegan a \$ 153.387 millones, es decir un alza de 24,2 % con respecto a 2004. Adicionalmente, los costos por peajes y transporte de energía aumentaron en 3,9 % o \$ 5.853 millones, principalmente producto de un aumento del respectivo costo de nuestras filiales en Colombia, debido a mayores contratos con clientes libres.

El resultado no operacional consolidado del año 2005 fue de \$ 155.126 millones negativos, comparado con \$ 171.053 millones negativos del año 2004, afectando favorablemente el resultado final de la Compañía en comparación con el año anterior. Las principales variaciones en el resultado no operacional son las siguientes:

Los gastos financieros consolidados disminuyeron en \$ 20.696 millones, desde \$ 199.490 millones en el año 2004 a \$ 178.794 millones en el año 2005, derivado del menor endeudamiento y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar. Por su parte, los mayores saldos en caja promedio incrementaron los ingresos financieros en \$ 103 millones, desde \$ 15.449 millones en el año 2004 a \$ 15.552 millones en 2005.

El resultado neto de inversiones en empresas relacionadas se redujo en \$ 6.325 millones en el año 2005 en relación al año 2004, lo que se explica básicamente por menores resultados netos devengados de nuestra coligada brasileña Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN), derivado de la falta de abastecimiento desde Argentina a Brasil cuyo aporte a Endesa Chile alcanzó una utilidad de \$ 6.677 millones en el año 2004, que se compara con una pérdida de \$ 7.712 millones en el año 2005. Es necesario señalar que a contar de octubre de 2005, Endesa Chile, a través de sus filiales Edegel S.A.A. y Compañía Eléctrica Cono Sur S.A., aportaron sus inversiones en Cachoeira Dourada S.A. y CIEN a la conformación del holding Endesa Brasil S.A., recibiendo a cambio un 37,85 % de

participación directa e indirecta en Endesa Brasil S.A. El resultado positivo reconocido en Endesa Brasil S.A. por el período octubre-diciembre de 2005 de \$ 12.858 millones compensa parcialmente el efecto negativo de CIEN. Asimismo, la absorción de la sociedad Inversiones Eléctricas Quillota S.A. por Endesa Chile en el año 2005 implicó reconocer un menor resultado de \$ 3.677 millones.

Los otros ingresos y egresos netos fuera de explotación presentan un mejor resultado de \$ 8.748 millones, que se explica fundamentalmente por \$ 24.464 millones de mejor resultado por ajuste por conversión del Boletín Técnico N°64 del Colegio de Contadores de Chile A.G. de nuestras filiales en el extranjero, principalmente en las filiales colombianas Emgesa y Betania, la ex filial brasileña Cachoeira Dourada S.A. y la filial peruana Edegel S.A.A.; así como por \$ 13.169 millones de menores provisiones de reliquidación de energía y potencia, los que fueron parcialmente compensados por \$ 20.861 millones de mayores provisiones de contingencias y litigios y por \$ 7.164 millones de menores resultados por liquidación de contrato de derivados swaps.

La corrección monetaria y las diferencias de cambio experimentaron una variación neta negativa de \$ 7.445 millones en el año 2005 respecto al año anterior, al pasar de una utilidad de \$ 23.664 millones en 2004 a una utilidad de \$ 16.219 millones en el año 2005, dado que durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2005, el peso chileno se apreció en términos reales respecto del dólar en un 11,7 % en comparación a la apreciación real del peso chileno respecto del dólar en 2004, que alcanzó un 8,6 %.

En relación a los impuestos a la renta e impuestos diferidos, estos originaron una disminución de \$ 4.836 millones en el año 2005, comparado con el año 2004. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó a \$ 91.954 millones, compuesto por un gasto de \$ 60.140 millones de impuesto a la renta, que acumula un aumento con respecto al año 2004 de \$ 5.462 millones, asociados a los mejores resultados tributables, y \$ 31.814 millones por impuesto diferido que representa una disminución de \$ 10.298 millones con respecto al año 2004. El menor gasto por impuesto diferido es producto de mejores resultados de las compañías con la consiguiente reducción de la pérdida tributaria, básicamente Endesa Costanera S.A. en Argentina y por el término del convenio de estabilidad jurídica de Edegel en Perú, parcialmente compensado por el aumento en Endesa Chile, con motivo de la amortización de la Central Ralco.

Inversiones

En relación a los proyectos de inversión en curso en Chile, Endesa Chile desarrolla actividades asociadas a la construcción de la central hidroeléctrica de pasada Palmucho, de 32 MW, que aprovechará el caudal ecológico de la central Ralco, cuya inversión total proyectada alcanza los US\$ 32 millones. Su puesta en servicio está programada para el segundo semestre de 2007.

Con respecto a la construcción de la central térmica contigua a San Isidro, el directorio de Endesa Chile, en su sesión ordinaria celebrada el 15 de diciembre, acordó aprobar la nota de proceder total con Mitsubishi respecto del Proyecto de Ampliación Central San Isidro, con una potencia máxima en ciclo combinado con gas natural licuado (GNL) de 377 MW, la cual se estima que entrará en operación comercial en ciclo abierto el 31 de marzo de 2007. La operación en ciclo combinado entraría en operación comercial a fines de febrero de 2008. Su inversión se proyecta en US\$ 200 millones. Con esta aprobación, se da cumplimiento al hito que faltaba para el arranque definitivo del proyecto. Igualmente, Endesa Chile participa en el proyecto GNL, junto con otros actores sectoriales, para garantizar el combustible para el mencionado nuevo ciclo combinado.

En agosto de 2005, Endesa Eco presentó ante la Comisión Nacional de Medio Ambiente Región del Maule la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la construcción de la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua, que se ubicará a unos 100 kilómetros de la ciudad de Talca, en el valle del río Cipreses, aguas abajo de la laguna La Invernada. La minicentral hidroeléctrica, que tendrá una potencia de 9 MW y una producción media anual de 60 GWh, contempla una inversión de US\$ 15,5 millones.

El 11 de agosto de 2005, Endesa Chile adquirió directa e indirectamente un 25 % adicional de Compañía Eléctrica San Isidro S.A. por aproximadamente US\$ 15 millones neto, con lo cual la participación directa e indirecta en Compañía Eléctrica San Isidro S.A. llega al 100 % de su capital accionario.

Dentro de la planificación de inversiones a largo plazo, Endesa Chile ha iniciado las etapas de prospección en terreno y contactos con las comunidades de la zona y autoridades regionales para el desarrollo de las centrales de Aysén. Estas centrales, que consideran una capacidad instalada total de 2.430 MW, requerirían una inversión en torno a los US\$ 2.000 millones. Estos proyectos, que son una necesidad para el sistema eléctrico chileno, muestran el responsable y continuo compromiso de Endesa Chile con el desarrollo del país.

Tarifas reguladas

En Chile, el 29 de abril se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°152 del Ministerio de Economía, en el cual se incorporó un reajuste del 30 % en la banda de los precios de clientes libres. Como consecuencia inmediata de esto, el precio de nudo aumentó de US\$ 45,40 por MWh a US\$ 55,47 por MWh, aplicable a contar del 13 de junio de 2005.

En octubre del 2005 la CNE hizo llegar a las empresas eléctricas el Informe Definitivo de Fijación de Precios de Nudo en el Sistema Interconectado Central (SIC), aplicable a contar del 1 de noviembre. En el precio monómico operó nuevamente la banda del 30 % en torno al promedio de los precios libres, alcanzando en el nudo Alto Jahuel los US\$ 63,36 por MWh. El precio resultante es reflejo de los altos costos del sistema, debido al mayor costo de combustibles alternativos y a las restricciones de gas natural proveniente de Argentina.

Con fecha 29 de diciembre de 2005, la CNE informó sobre los precios de nudo resultantes de activación de la fórmula de indexación, luego que los precios de petróleo internacionales cayeran más del 10 % respecto al precio del petróleo considerado en el cálculo de los precios de nudo presentados en octubre. El nuevo precio de nudo en Alto Jahuel es de US\$ 59,29 por MWh, el cual comenzó a regir a partir de la fecha en que se informó.

En Perú, el 8 de octubre se publicó el Decreto Supremo N° 038-2005-EM, que modificó el artículo N° 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, estableciendo que el precio de combustible a considerar para el proceso de fijación y actualización de la tarifa deberá ser el menor precio que resulte de la comparación entre el mercado interno y el precio de referencia ponderado utilizado por el Osinerg. Así el nuevo cálculo determinó una caída de 9,8 % respecto a la actualización anterior.

Financiamiento

El año 2005 se caracterizó por la toma de decisiones financieras con el objetivo de reducir los gastos financieros y la tasa media de endeudamiento.

La deuda neta consolidada, calculada en dólares históricos, se redujo de \$ 1.934.771 millones al cierre del año 2004 a \$ 1.916.396 millones a diciembre de 2005.

En Chile, en abril de 2005, San Isidro prepagó el componente nacional (aproximadamente US\$ 6,4 millones, a una tasa fija de 7,3 %) y el extranjero (aproximadamente US\$ 38,7 millones, a una tasa fija de 6,63 %) del crédito con Mitsubishi Corporation. En mayo, Endesa Chile hizo un rescate voluntario de los Bonos Locales Serie C y D, por aproximadamente U.F. 1,0 millón (equivalente a aproximadamente US\$ 31 millones), que tenían una tasa de cupón de 6,68 % fija en U.F. Además, entre noviembre y diciembre de 2005, se realizaron prepagos voluntarios del Crédito Revolver por un agregado de US\$ 120 millones de los US\$ 250 millones disponibles.

Con el fin de pagar deuda de corto plazo, el 23 de febrero de 2005 Emgesa colocó 210.000 millones de pesos colombianos (equivalente a aproximadamente US\$ 91 millones), a un plazo de 10 años, sujeta a una tasa de interés de IPC colombiano más 5,04 %.

Edegel realizó una serie de emisiones de bonos en el mercado local durante el año 2005, con el objetivo de refinanciar la deuda de corto plazo y aumentar la vida media de la deuda. En total fueron cinco emisiones que alcanzaron aproximadamente US\$ 65 millones, con plazos desde 3 hasta 7 años y tasas de interés fijas entre 6 % y 7 %.

El 30 de septiembre, Endesa Costanera en Argentina llegó a un acuerdo con Credit Suisse First Boston International para el refinanciamiento del crédito sindicado que la compañía sostenía, por un monto de US\$ 30 millones, a 4,5 años plazo y con tres años de período de gracia.

Sostenibilidad, Medio Ambiente y Gobierno Corporativo

Al 31 de diciembre, Endesa Chile y sus empresas filiales lograron la certificación ambiental en la norma ISO 14.001 de sus centrales Ralco (Chile), San Antonio, Tequendama, Limonar, La Tinta, Charquito y La Junca (Colombia), culminando el año con el 92,6 % de su capacidad instalada en América Latina certificada bajo esta norma internacional. De un total de 46 centrales, equivalentes a 12.383,4 MW de capacidad instalada, 43 han sido certificadas, lo que equivale a 12.128,5 MW. Cachoeira Dourada (Brasil), empresa que a partir del 1 de octubre ya no consolida con Endesa Chile, pero que sin embargo queda como empresa de gestión delegada, logró la certificación ambiental ISO 14.001 en mayo de 2005, demostrando, una vez más, el compromiso de Endesa Chile con el medio ambiente

En septiembre de 2005 Endesa Chile obtuvo un resultado de 71 % en la evaluación 2005 que realiza la Agencia Sustainable Asset Management (SAM Research), lo que refleja el excelente desempeño en Sostenibilidad Corporativa del año 2004, permitiendo que con el puntaje obtenido se ubique en el rango de las empresas líderes a nivel mundial en esta materia. Esta evaluación sitúa a Endesa Chile trece puntos porcentuales por sobre la media de las empresas evaluadas por el instituto de investigación (58 %), y once puntos por sobre el resultado que obtuvo la compañía en el año anterior (60 %).

El Directorio de Endesa Chile en sesión ordinaria de fecha 25 de julio de 2005 acordó aceptar la renuncia presentada por el señor Héctor López Vilaseco al cargo de Gerente General de la compañía, la cual se hizo efectiva el 1 de septiembre de 2005. Se designó al señor Rafael Mateo Alcalá como Gerente General de Endesa Chile a contar de dicha fecha, quien anteriormente ocupaba el cargo de Gerente de Producción y Transporte. Asimismo, en sesión de directorio de fecha 30 de septiembre, el señor Héctor López Vilaseco fue nombrado director de la compañía, en reemplazo del señor Ignacio Blanco Fernández.

El 25 de julio de 2005, en cumplimiento con la Ley Sarbanes Oxley de Estados Unidos, Endesa Chile estableció el Comité de Auditoría, compuesto por miembros del Directorio. El mismo día, el mencionado comité acordó aprobar el Procedimiento sobre el Canal Ético y Tratamiento de Denuncias relacionadas con la contabilidad, el control interno de la información financiera y los aspectos relativos a la auditoría, en cumplimiento de la exigencia de la sección 301 de dicha ley.

Conclusión

En resumen, Endesa Chile ha demostrado de nuevo la fortaleza de disponer de un portafolio de inversiones de alta eficiencia, que junto a la madurez de su política comercial y a su sólida posición financiera, le ha permitido mejorar sus resultados, así como enfrentar próximas oportunidades de crecimiento.

Sin embargo, y precisamente por la situación del entorno energético que vive el país derivado de la denominada crisis del gas argentino, y a los efectos que también provoca la crisis energética argentina respecto del negocio de interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, la compañía sigue alerta a estas contingencias y enfocando sus esfuerzos en minimizar los riesgos y aprovechar las oportunidades que estas situaciones pueden provocar, considerando el sostenido crecimiento que ha tenido la demanda de energía eléctrica en la región, alcanzando un 5,8 % en Argentina, un 4,3 % en Brasil, un 3,8 % en Colombia, un 4,0 % en Chile y un 5,0 % en Perú. Una clara muestra de lo anterior es que Endesa Chile, además de comenzar la construcción del ciclo combinado de San Isidro II y

de la participación en el proyecto de una planta de regasificación para GNL junto con otros actores del sector, también ha comenzado los trabajos de prospección en terreno y ha iniciado contactos con las comunidades de la zona y las autoridades regionales para lograr todas las aprobaciones previas a la construcción de las centrales de Aysén, una necesidad para Chile, lo que avala la mencionada fortaleza de nuestro portafolio y del mix de generación.

B) RESULTADOS

| (Millones de Pesos) | enero-dic. 2004 | enero-dic. 2005 | Variac. % enero-dic. 2005/2004 | Variac. ABSOLUTA dic. 2005/2004 |
|---|--------------------|--------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| Ingresos de Explotación | 1.069.838 | 1.123.040 | 5,0 % | 53.202 |
| Ventas Energía | 1.040.541 | 1.087.133 | 4,5 % | 46.593 |
| Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros | 29.297 | 35.906 | 22,6 % | 6.609 |
| Costo de Explotación | (651.842) | (689.599) | (5,8 %) | (37.757) |
| Costos Variables | (418.300) | (458.108) | (9,5 %) | (39.808) |
| Combustible | (123.502) | (153.387) | (24,2 %) | (29.885) |
| Compras Energía y Potencia | (105.985) | (105.542) | 0,4 % | 443 |
| Peaje y transporte de energía | (148.356) | (154.209) | (3,9 %) | (5.853) |
| Otros C.V. | (40.457) | (44.970) | (11,2 %) | (4.513) |
| Depreciación | (175.712) | (170.064) | 3,2 % | 5.648 |
| Costos Fijos | (57.830) | (61.427) | (6,2 %) | (3.597) |
| Gastos de Adm. y Ventas | (35.686) | (38.578) | (8,1 %) | (2.892) |
| Resultado de Explotación | 382.310 | 394.862 | 3,3 % | 12.552 |
| Ingresos Financieros | 15.449 | 15.552 | 0,7 % | 103 |
| Utilidad Inv. empresas relacionadas | 19.984 | 21.374 | 7,0 % | 1.390 |
| Otros Ingresos Fuera de Expl. | 53.087 | 33.280 | (37,3 %) | (19.807) |
| Pérdida Inv. Empresas Relac. | (90) | (7.805) | (8.625,1 %) | (7.715) |
| Amort. Menor Valor de Inversiones | (1.516) | (1.366) | 9,9 % | 150 |
| Gastos Financieros | (199.490) | (178.794) | 10,4 % | 20.696 |
| Otros Egresos Fuera de Expl. | (82.141) | (53.586) | 34,8 % | 28.555 |
| Corrección Monetaria | 2.291 | 1.318 | (42,5 %) | (973) |
| Diferencia de Cambio | 21.373 | 14.901 | (30,3 %) | (6.472) |
| Resultado Fuera de Explotación | (171.053) | (155.126) | 9,3 % | 15.927 |
| Impuesto a la Renta | (96.790) | (91.954) | 5,0 % | 4.836 |
| Ítemes extraordinarios | - | - | - | - |
| Interés Minoritario | (44.343) | (52.469) | (18,3 %) | (8.126) |
| Amortización Mayor Valor de Inv. | 16.681 | 15.310 | (8,2 %) | (1.371) |
| Utilidad (Pérdida) del Ejercicio | 86.805 | 110.623 | 27,4 % | 23.818 |
| R.A.I.I.D.A.I.E (1) | 618.256 | 610.674 | (1,2 %) | (7.582) |
| Cobertura de gastos financieros (2) | 3,10 | 3,42 | 10,2 % | 0,32 |

(1) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de Impuesto a la Renta e Ítemes Extraordinarios, más Gastos Financieros, más Amortización Menor Valor de Inversiones, más Otros Egresos Fuera de la Explotación, menos Otros Ingresos Fuera de la Explotación, más la depreciación del ejercicio, extraída del Estado de Flujo de Efectivo.

(2) calculado como R.A.I.I.D.A.I.E. / Gastos Financieros.

Los estados de resultados consolidados de Endesa Chile incorporan todas las filiales en Chile. Asimismo, incorporan las filiales argentinas Hidroeléctrica El Chocón S.A., Endesa Costanera S.A., las filiales colombianas Central Hidroeléctrica de Betania S.A. y Emgesa, la filial peruana Edegel, así como todo el año 2004 y los primeros nueve meses de la ex filial Cachoeira Dourada en Brasil.

C) DESGLOSE DE INGRESOS Y COSTOS DE EXPLOTACIÓN (1):

Desglosado por segmentos geográficos. No existen líneas de negocio relevantes diferentes de la generación de energía. Al respecto, los desgloses de ingresos, costos, gastos de administración y ventas y resultados de explotación por países son los siguientes:

| (MILLONES DE PESOS) | Ingresos Explotación | | Costo Explotación | | Gastos Adm. y Ventas | | Resultado Operacional | |
|--------------------------|----------------------|------------------|-------------------|------------------|----------------------|-----------------|-----------------------|----------------|
| | enero-dic. | | enero-dic. | | enero-dic. | | enero-dic. | |
| | 2004 | 2005 | 2004 | 2005 | 2004 | 2005 | 2004 | 2005 |
| ARGENTINA | 153.638 | 156.795 | (115.360) | (141.254) | (2.662) | (2.628) | 35.616 | 12.913 |
| COLOMBIA | 260.448 | 258.758 | (133.834) | (133.028) | (3.894) | (5.181) | 122.721 | 120.548 |
| BRASIL | 43.518 | 41.795 | (26.885) | (19.618) | (1.804) | (3.608) | 14.829 | 18.569 |
| PERU | 127.817 | 117.663 | (66.075) | (55.405) | (7.706) | (8.434) | 54.035 | 53.823 |
| CHILE (*) | 484.417 | 548.028 | (309.688) | (340.294) | (19.620) | (18.726) | 155.108 | 189.008 |
| TOTAL CONSOLIDADO | 1.069.838 | 1.123.039 | (651.842) | (689.599) | (35.686) | (38.578) | 382.310 | 394.862 |

| (MILLONES DE PESOS) | Ingresos Explotación | | | |
|--------------------------|----------------------|---------------|------------------|---------------|
| | enero-dic. | % Ingresos | enero-dic. | % Ingresos |
| | 2004 | 2004 | 2005 | 2005 |
| CHOCON (ARGENTINA) | 30.695 | 2,9% | 39.526 | 3,5% |
| COSTANERA (ARGENTINA) | 122.944 | 11,5% | 117.269 | 10,4% |
| BETANIA (COLOMBIA) | 37.253 | 3,5% | 39.101 | 3,5% |
| EMGESA (COLOMBIA) | 223.195 | 20,9% | 219.657 | 19,6% |
| CACHOEIRA (BRASIL) | 43.518 | 4,1% | 41.795 | 3,7% |
| EDEGEL (PERÚ) | 127.817 | 11,9% | 117.663 | 10,5% |
| NACIONAL (*) | 484.417 | 45,2% | 548.028 | 48,8% |
| TOTAL CONSOLIDADO | 1.069.838 | 100,0% | 1.123.039 | 100,0% |

| (MILLONES DE PESOS) | Costo Explotación | | | |
|--------------------------|-------------------|---------------|------------------|---------------|
| | enero-dic. | % Ingresos | enero-dic. | % Ingresos |
| | 2004 | 2004 | 2005 | 2005 |
| CHOCON (ARGENTINA) | (23.994) | 3,7% | (23.912) | 3,5% |
| COSTANERA (ARGENTINA) | (91.366) | 14,0% | (117.341) | 17,0% |
| BETANIA (COLOMBIA) | (18.610) | 2,9% | (21.851) | 3,2% |
| EMGESA (COLOMBIA) | (115.224) | 17,6% | (111.177) | 16,1% |
| CACHOEIRA (BRASIL) | (26.885) | 4,1% | (19.618) | 2,8% |
| EDEGEL (PERÚ) | (66.075) | 10,1% | (55.405) | 8,0% |
| NACIONAL (*) | (309.686) | 47,5% | (340.294) | 49,3% |
| TOTAL CONSOLIDADO | (651.842) | 100,0% | (689.599) | 100,0% |

| (MILLONES DE PESOS) | Gastos de Administración | | | |
|--------------------------|--------------------------|---------------|-----------------|---------------|
| | enero-dic. | % Ingresos | enero-dic. | % Ingresos |
| | 2004 | 2004 | 2005 | 2005 |
| CHOCON (ARGENTINA) | (575) | 1,6% | (759) | 2,0% |
| COSTANERA (ARGENTINA) | (2.086) | 5,8% | (1.869) | 4,8% |
| BETANIA (COLOMBIA) | (458) | 1,3% | (458) | 1,2% |
| EMGESA (COLOMBIA) | (3.436) | 9,6% | (4.724) | 12,2% |
| CACHOEIRA (BRASIL) | (1.804) | 5,1% | (3.608) | 9,4% |
| EDEGEL (PERÚ) | (7.706) | 21,6% | (8.434) | 21,9% |
| NACIONAL (*) | (19.620) | 55,1% | (18.726) | 48,5% |
| TOTAL CONSOLIDADO | (35.686) | 100,0% | (38.578) | 100,0% |

(*) El desglose por filial y por país es neto de transacciones intercompañías. Chile incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

Un análisis desde la perspectiva del negocio por país se realiza a continuación:

En Argentina, el resultado operacional en el año 2005 alcanzó a \$ 12.913 millones, comparado con los \$ 35.616 millones registrados el año anterior. Este resultado operacional del año 2005 proviene principalmente de las operaciones de El Chocón, ya que la filial Endesa Costanera muestra una contribución negativa al resultado operacional de Endesa Chile de \$ 1.941 millones, aún cuando en GAAP argentino muestra una utilidad operacional.

El menor resultado operacional de Endesa Costanera del año 2005 se explica por la pérdida registrada en el negocio de exportación a Brasil, resultante en parte por menores ingresos pero principalmente por los mayores costos al generar energía utilizando combustible líquido (fuel oil), causado por la convocatoria de las líneas de interconexión a Brasil a fines del primer semestre de 2005 producto del retraso de las lluvias en la región sur de ese país. Los ingresos de explotación de Endesa Costanera disminuyeron en 4,6 %, alcanzando los \$ 117.269 millones, explicado mayormente por la aplicación de una provisión negativa a los ingresos por las ventas del negocio de exportación y en menor medida por la aplicación del BT 64. Las ventas físicas de energía de Endesa Costanera registraron un aumento de 6,2 % en el año, llegando a 8.466 GWh, respecto a los 7.973 GWh del año anterior.

La central hidroeléctrica El Chocón permitió compensar parcialmente el menor resultado operacional de Endesa Costanera, debido a \$ 8.729 millones de mejores resultados operacionales, explicado principalmente por \$ 8.831 millones de aumento en los ingresos operacionales producto de la mejor hidrología registrada en la zona de Comahue, además del alza en los precios de venta de energía, efecto directo del reconocimiento del mayor precio del gas natural en el mercado eléctrico mayorista. Las ventas físicas de energía eléctrica de El Chocón alcanzaron los 4.113 GWh en el año 2005, un aumento de 13,3 % respecto al año anterior.

Endesa Chile dejó de consolidar las cifras contables de la sociedad brasileña Cachoeira Dourada, aportando este activo a Endesa Brasil S.A., proyecto que pretende capitalizar las oportunidades de crecimiento en el mercado brasileño. Junto a Endesa Internacional, Enersis y Chilectra, quienes han aportado los respectivos activos en ese país, se ha constituido un holding denominado Endesa Brasil S.A., creando el tercer mayor ente eléctrico privado en el mercado brasileño. Endesa Chile tiene una participación de 37,85 % en dicho holding, por lo que se pasa a reflejar como una variación en las utilidades de inversiones en empresas relacionadas del resultado fuera de explotación de la compañía.

Como consecuencia de la desconsolidación de Cachoeira Dourada a partir del 1 de octubre de 2005, los resultados consolidados anuales de 2005 de Endesa Chile incluyen solamente los resultados del periodo enero-septiembre de la empresa generadora brasileña. Las condiciones comerciales y de mercado fueron muy favorables para Cachoeira durante el año 2005, permitiendo que el resultado operacional de los primeros nueve meses del año superaran las cifras de los doce meses del año 2004 en un 25,2 %, alcanzando \$ 18.570 millones, que se compara con \$ 14.829 millones alcanzado durante todo el año 2004.

En Chile, el resultado operacional del año 2005 alcanzó a \$ 189.008 millones, un 21,9 % superior al año 2004. Los ingresos de explotación en Chile aumentan un 13,1 %, de \$ 484.416 millones a \$ 548.028 millones, resultado de un incremento en el precio de nudo como consecuencia de la aplicación de la Ley Corta II a partir del 13 de junio de 2005, además de la favorable hidrología presente en la segunda mitad del año, en especial durante el período junio-septiembre. Las ventas físicas de energía eléctrica de la compañía y filiales en Chile alcanzaron 20.731 GWh, equivalente a un 12,3 % de crecimiento con respecto al año 2004. La generación térmica del año 2005 alcanzó 3.002 GWh, una disminución de 1.333 GWh comparado con el año 2004. Sin embargo los costos asociados a este tipo de generación aumentaron significativamente como consecuencia del impacto de las restricciones de gas natural proveniente de Argentina. Esta situación se agravó durante el segundo trimestre producto de una demora en las lluvias que comenzaron recién en junio.

En Colombia, el resultado operacional alcanzó a \$ 120.548 millones durante el año 2005, \$ 2.173 millones inferior al alcanzado en el año 2004. La menor hidrología que predominó en el año 2005 en la zona del Guavio obligó a Emgesa a reducir la generación hidráulica en

4,3 % debiendo aumentar la generación térmica comparada con el año 2004. Los ingresos de explotación de Emgesa disminuyeron en \$ 3.539 millones durante el año 2005 comparado con 2004, principalmente por un 2,0 % de reducción en las ventas físicas de energía eléctrica. Este efecto se vio compensado por una disminución de los costos de explotación de Emgesa de \$ 4.046 millones explicado principalmente por \$ 8.227 millones de menores costos por compras de energía y potencia. Betania ha experimentado un incremento en su producción de 13,4 % durante el año 2005 comparado con el año 2004, que permitió aumentar las ventas físicas de energía eléctrica en 8,0 %, aumentando sus ingresos de explotación en \$ 1.848 millones. Por otro lado, los costos de explotación de Betania aumentaron en \$ 3.241 millones debido principalmente a \$ 3.725 millones por mayores costos por compras de energía y potencia reflejo de un mayor precio promedio del mercado spot durante el año.

En Perú, el resultado operacional de Edegel durante el año 2005 alcanzó a \$ 53.823 millones, 0,4 % inferior al alcanzado durante el año 2004. Los ingresos de explotación se redujeron en \$ 10.153 millones debido a un menor precio promedio de venta de energía eléctrica, que expresado en pesos chilenos alcanzó una baja de un 13,8 %. Esto se vio compensado por una reducción de los costos de explotación de \$ 10.669 millones producto de menores costos por combustible y compras de energía y potencia, dado que el año 2004 fue un año de hidrología seca en Perú y explicado también por el uso de gas natural proveniente de Camisea en vez de diesel, que permitió que la electricidad térmica se generara a un costo variable mucho menor. Las ventas físicas de energía se incrementaron en 6,3 %, aumentando significativamente las ventas a clientes regulados.

RENTABILIDAD:

| Indices | enero-dic. 2004 | enero-dic. 2005 | Variac. % dic. 2005/2004 |
|-----------------------------|--------------------|--------------------|-----------------------------|
| Rentabilidad del patrimonio | 5,41 % | 6,77 % | 24,8 % |
| Rentabilidad del activo | 1,53 % | 2,13 % | 42,7 % |
| Rend. activos operacionales | 7,97 % | 9,24 % | 19,5 % |
| Utilidad por acción (\$) | 10,58 | 13,49 | 27,4 % |
| Retorno de dividendos | 0,0071 | 0,0085 | 16,4 % |

D) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

| (Millones de Pesos) | dic. 2004 | dic.-2005 | Variac. % dic. 2005/2004 | Var. Absoluta dic. 2005/2004 |
|-----------------------|------------------|------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Activos Circulantes | 564.336 | 284.935 | (49,5 %) | (279.402) |
| Activos Fijos | 4.635.649 | 3.910.100 | (15,7 %) | (725.549) |
| Otros Activos | 309.110 | 679.436 | 119,8 % | 370.327 |
| Total Activos | 5.509.095 | 4.874.471 | (11,5 %) | (634.624) |
| Pasivos Circulantes | 445.231 | 527.765 | 18,5 % | 82.533 |
| Pasivos a Largo Plazo | 2.270.508 | 1.770.548 | (22,0 %) | (499.960) |
| Interes minoritario | 1.167.977 | 933.900 | (20,0 %) | (234.079) |
| Patrimonio | 1.625.378 | 1.642.259 | 1,0 % | 16.881 |
| Total Pasivos | 5.509.095 | 4.874.471 | (11,5 %) | (634.624) |

Al 31 de diciembre de 2005 los activos totales de la Compañía presentan una disminución de \$ 634.624 millones respecto del año 2004, que se debe principalmente a:

Los activos circulantes disminuyeron en \$ 279.402 millones, que se explican principalmente por una disminución en disponible y depósitos a plazo de \$ 153.584 millones, principalmente

de la sociedad filial colombiana Emgesa y Endesa Chile; y por una disminución en documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas por \$ 116.968 millones, básicamente de la sociedad coligada Atacama Finance Co.

Los activos fijos presentan una disminución de \$ 725.549 millones, que se explican principalmente por la depreciación del período por \$170.472 millones, el término de la consolidación de Cachoeira Dourada S.A., que representa \$ 355.577 millones y el efecto del tipo de cambio sobre los activos fijos de las empresas filiales en el exterior por aproximadamente \$ 255.000 millones, producto de la metodología de llevar en dólares históricos los activos no monetarios, según Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., en las filiales que residen en países inestables. Lo anterior está parcialmente compensado por las nuevas incorporaciones de activo por \$ 58.780 millones.

Los otros activos presentan un aumento de \$ 370.327 millones, los cuales se explican fundamentalmente por incremento en inversión en empresas relacionadas por \$ 296.997 millones, explicados principalmente por la participación en Endesa Brasil S.A. a contar del cuarto trimestre de 2005 y mayores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas por \$ 89.480 millones, básicamente a la coligada Atacama Finance Co., compensados parcialmente por una disminución en deudores a largo plazo.

Los pasivos circulantes presentan un aumento de \$ 82.533 millones, que se explica principalmente por un aumento en obligaciones con el público (bonos) por \$ 224.026 millones, por traspasos del largo al corto plazo de bonos de Endesa Chile, de las filiales Edegel, Endesa Chile Internacional S.A. y Emgesa S.A., por un aumento en dividendos por pagar, acreedores varios, provisiones y otros pasivos circulantes por \$ 31.976 millones, compensados parcialmente por disminución en obligaciones con bancos e instituciones financieras, producto de pagos y menor tipo de cambio por \$ 147.506 millones y disminución en cuentas por pagar por \$ 28.027 millones.

Cabe señalar que Endesa Chile ya ha asegurado la disponibilidad de recursos para enfrentar el pago de bonos por alrededor de \$ 102.500 millones.

Los pasivos a largo plazo disminuyeron en \$ 499.960 millones, los cuales se explican principalmente por menores obligaciones con bancos e instituciones financieras y obligaciones con el público (bonos) y otras instituciones por \$ 495.148 millones, producto de amortizaciones, refinanciación de deuda, traspasos al corto plazo, influyendo asimismo la apreciación del peso chileno con respecto al dólar al cierre del año 2005 con respecto al cierre de 2004.

El interés minoritario presenta una disminución de \$ 234.079 millones, debido principalmente al efecto de la reducción de capital de Emgesa, compra de la inversión a los minoritarios de San Isidro y a la disminución de los patrimonios de las filiales extranjeras controladas en dólares bajo el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

El patrimonio aumentó en \$ 16.881 millones respecto de diciembre de 2004. Esta variación se explica principalmente por el aumento en las utilidades acumuladas por \$ 51.645 millones y aumento de la utilidad del período por \$ 110.623 millones, compensada por la disminución en otras reservas por \$ 58.582 millones y pago de dividendos por \$ 35.160 millones.

Vencimientos de deuda con terceros:

| (Millones de pesos) | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | Balance | TOTAL |
|---------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| Chile | 210.038 | 24.343 | 213.363 | 323.285 | 145.732 | 555.201 | 1.471.961 |
| Endesa Chile (*) | 210.038 | 24.343 | 213.363 | 323.285 | 145.732 | 555.201 | 1.471.961 |
| Argentina | 31.909 | 18.360 | 19.929 | 19.742 | 13.153 | 9.612 | 112.705 |
| Costanera | 26.989 | 18.360 | 19.929 | 19.742 | 13.153 | 9.612 | 107.786 |
| Hidroinvest | 4.919 | - | - | - | - | - | 4.919 |
| Perú | 37.715 | 48.590 | 14.606 | 20.674 | 5.212 | 14.760 | 141.558 |
| Edegel | 37.715 | 48.590 | 14.606 | 20.674 | 5.212 | 14.760 | 141.558 |
| Colombia | 52.494 | 13.138 | - | 70.938 | 27.028 | 87.840 | 251.437 |
| Emgesa | 39.355 | - | - | 70.938 | - | 47.298 | 157.592 |
| Betania | 13.138 | 13.138 | - | - | 27.028 | 40.541 | 93.846 |
| TOTAL | 332.155 | 104.431 | 247.898 | 434.639 | 191.124 | 667.413 | 1.977.661 |

(*) Incluye Endesa Chile, Endesa Chile Internacional, Pangué, Pehuenche, San Isidro, Celta y Túnel El Melón. Asimismo, en el año 2009 incluye una opción de venta del Yankee Bond por US\$ 220 millones.

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

| (Indices) | dic. 2004 | dic.-2005 | Variac. % dic. 2005/2004 |
|---|-----------|-----------|-----------------------------|
| Liquidez corriente | 1,27 | 0,54 | (57,5 %) |
| Razón ácida | 1,18 | 0,46 | (61,0 %) |
| Pasivo exigible / Patrimonio | 1,67 | 1,40 | (16,2 %) |
| Pasivo exigible / (Patrimonio e Int.Min.) | 0,97 | 0,89 | (8,2 %) |
| % Deuda corto plazo | 16,4 | 23,0 | 40,1 % |
| % Deuda largo plazo | 83,6 | 77,0 | (7,9 %) |

Los indicadores de liquidez de la compañía disminuyeron a diciembre de 2005 con respecto a diciembre de 2004. El índice de liquidez corriente a diciembre de 2005 alcanza a 0,54 veces, disminuyendo en un 57,5 % con respecto a diciembre de 2004, y la razón ácida llega a 0,46 veces, disminuyendo en un 61,0 % con respecto a diciembre de 2004. El deterioro en los índices de liquidez de la compañía se explica principalmente por las disminuciones de activos circulantes, básicamente debido a la disminución en disponible, depósitos a plazo y documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas y por aumento de los pasivos circulantes, principalmente obligaciones con el público (bonos), parcialmente compensado por la disminución de obligaciones con bancos e instituciones financieras.

La razón de endeudamiento a diciembre de 2005 se sitúa en 1,40 veces, disminuyendo en un 16,2 % con respecto a igual período del año anterior, como consecuencia del positivo desempeño operacional de la compañía, del pago de deuda financiera y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar a diciembre de 2005 respecto de diciembre de 2004.

VALOR LIBRO Y VALOR ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Los valores de los bienes del activo fijo se encuentran ajustados de acuerdo a los criterios contables establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros en las Circulares Nos. 550 y 566 de 1985.

La depreciación es calculada sobre el valor actualizado de los bienes, de acuerdo con los años de vida útil restante de cada bien.

Las inversiones en empresas relacionadas se presentan valorizadas a su valor patrimonial proporcional. En el caso de las sociedades extranjeras, a contar del segundo trimestre de 1998 la aplicación de esta metodología se ha efectuado sobre estados financieros preparados conforme a la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

Los valores intangibles se encuentran corregidos monetariamente y se amortizan de acuerdo a la normativa señalada en el Boletín Técnico N° 55 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

De acuerdo al Oficio Circular N° 150 del 31 de enero de 2003, de la Superintendencia de Valores y Seguros, la sociedad ha evaluado al cierre de los estados financieros del año 2002, la recuperabilidad de los activos asociados a sus inversiones, aplicando los principios de contabilidad aceptados en Chile que son los Boletines Técnicos N° 33 para activos fijos y por la jerarquía definida en el Boletín Técnico N° 56 se ha aplicado la NIC N° 36 para los mayores y menores valores relacionados con dichas inversiones.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada período.

Las inversiones en instrumentos financieros con pactos se presentan de acuerdo a su valor de compra más la proporción de los intereses correspondientes conforme a la tasa implícita de cada operación.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a principios y normas de contabilidad generalmente aceptados y a las instrucciones impartidas al respecto por la Superintendencia de Valores y Seguros, expuestas en Nota 2 de los Estados Financieros.

D) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

| Flujo de Efectivo (Millones de Pesos) | enero-dic. 2004 | enero-dic.. 2005 | Variac. % dic. 2005/2004 | Var. Absoluta dic. 2005/2004 |
|--|--------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| De la Operación | 261.347 | 270.928 | 3,7 % | 9.581 |
| De Financiamiento | (114.063) | (367.064) | (221,8 %) | (253.001) |
| De Inversión | (73.477) | (55.118) | 25,0 % | 18.360 |
| Flujo Neto del período | 73.807 | (151.254) | (304,9 %) | (225.060) |
| Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente | 238.154 | 81.365 | (65,8 %) | (156.790) |

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de \$ 270.928 millones, lo que representa un aumento de un 3,7 % respecto a diciembre de 2004. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del período de \$ 110.623 millones, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por \$ 144.807 millones, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por (\$ 29.686) millones, variaciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por (\$ 3.602) millones, utilidades en venta de activos por (\$ 3.682) millones e interés minoritario por \$ 52.468 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de \$ 367.064 millones, lo que representa un aumento de un 221,8 % respecto a diciembre de 2004. Este flujo está originado principalmente por pago de préstamos y obligaciones con el público (bonos) por \$ 364.379 millones, disminución de capital en filiales por \$ 80.954 millones, pago de dividendos por \$ 84.189 millones y pago de préstamos documentados en empresas relacionadas y otros desembolsos por \$ 42.603 millones. Lo anterior se compensa con aumento por obtención de préstamos y obligaciones con el público (bonos) por \$ 164.915 millones y préstamos documentados de empresas relacionadas por \$ 40.146 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de \$ 55.118 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de activo fijo por \$ 58.780 millones, préstamos documentados a empresas relacionadas por \$ 24.984 millones e inversiones permanentes y otros por \$ 15.119 millones, compensados por recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas por \$ 33.078 millones y ventas de activo fijo y otros ingresos de inversión por \$ 10.687 millones.

Flujos de Caja Provenientes del Exterior (1)

| (Millones de pesos) | Intereses recibidos | | Dividendos Recibidos | | Red. Capital | | Amortiz. Intercomp. | | Otros | |
|---------------------|---------------------|--------------|----------------------|---------------|--------------|-------------|---------------------|---------------|--------------|---------------|
| | ene-dic. 04 | ene-dic. 05 | ene-dic. 04 | ene-dic. 05 | ene-dic. 04 | ene-dic. 05 | ene-dic. 04 | ene-dic. 05 | ene-dic. 04 | ene-dic. 05 |
| Argentina | 6.034 | 5.914 | - | - | 178 | - | 10.254 | - | - | 1.049 |
| Perú | - | - | 9.002 | 7.248 | - | - | - | - | 4.352 | 9.398 |
| Brasil | - | - | 14.225 | 18.508 | - | - | - | - | - | - |
| Colombia | 11.649 | - | - | - | - | - | 60.475 | 21.838 | - | - |
| Total | 17.684 | 5.914 | 23.227 | 25.756 | 178 | - | 70.729 | 21.838 | 4.352 | 10.448 |

| (Millones de pesos) | Total | |
|---------------------|----------------|---------------|
| | ene-dic. 04 | ene-dic. 05 |
| Argentina | 16.466 | 6.964 |
| Perú | 13.355 | 16.646 |
| Brasil | 14.225 | 18.508 |
| Colombia | 72.124 | 21.838 |
| Total | 116.170 | 63.956 |

(1) Cada transacción fue originalmente expresada en dólares y llevada a pesos chilenos al tipo de cambio de cierre del 31 de diciembre de 2005.

E) VARIACIONES MÁS IMPORTANTES EN LOS MERCADOS EN QUE OPERA LA EMPRESA

ARGENTINA

- El 17 de octubre de 2005 el 91,4% de los agentes acreedores que corresponden a generadores declararon su adhesión al Acuerdo definitivo para la construcción, gestión y operación de dos proyectos de ciclo combinados de 800 MW cada uno, para la readaptación del MEM en el marco de la Res. SE. 1427/2004. Dichos agentes acreedores dieron su acuerdo a la reinversión de sus acreencias en el FONINVEMEM, cuyas centrales contemplan una entrada en operación comercial para diciembre de 2007 como ciclos abiertos y para julio de 2008 como ciclos combinados.
- La Resolución SE 1198/2005, en la cual se instruye a CAMMESA a priorizar el uso del gas para la generación de la energía eléctrica. Se habilita a utilizar combustibles líquidos y/o carbón mineral en la programación y el despacho económico del Sistema argentino de Interconexión (SADI) durante el período comprendido entre el día 19 de octubre de 2005 y 31 de marzo de 2006 inclusive, exclusivamente ante situaciones que pongan en riesgo el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.
- El 9 de diciembre de 2005 el gobierno argentino y el brasileño firmaron un acuerdo de intercambio energético para el periodo enero 2006-diciembre 2008, que consiste básicamente en:
 - Adecuar la normativa en ambos países en materia de exportación de energía eléctrica para el período transitorio que permita celebrar contratos con diferentes obligaciones de potencia firme mensuales y contratos en modalidad de interrumpibles que permitan maximizar el intercambio de energía de oportunidad entre ambos países.
 - Intentar mitigar los efectos de los actores involucrados que se vieron afectados, siempre y cuando celebren contratos transitorios.
- La Secretaría de Energía emitió la Resolución 1866/2005, que establece por un período transitorio de 60 meses contados a partir del 1 de diciembre de 2005 la aplicación del Cargo Transitorio de 3,6 \$/MWh para la conformación del Foninvemem. Dicho cargo será aplicado a toda la demanda de energía del MEM, con excepción de aquella demanda declarada por los distribuidores como residencial y cuyo consumo sea inferior a 10 kW.

CHILE

- Mediante Resolución N°759 de fecha 17/11/05 la Comisión Nacional de Energía (CNE) extendió hasta el 15 de febrero de 2006 el plazo para que las empresas distribuidoras envíen las Bases de Licitación de Suministro Eléctrico para su informe favorable.
- El día 16 de noviembre se constituyó la sociedad Gestora del Proyecto GNL S.A. en la cual Enap, Endesa y Colbún tienen un 23 % de propiedad, mientras que Metrogas y AES Gener tienen una participación menor.

COLOMBIA

- Se publicaron los resultados del cargo por capacidad para el período 2005-2006. El total de la capacidad a remunerar para el período diciembre 2006-noviembre 2007 es de 8.561 MW, 1,3 % mayor a la capacidad remunerable teórica del período 2004-2005.
- Con respecto a la propuesta de cargo por capacidad, la CREG presentó en diciembre de 2005 una nueva propuesta que consiste en subastas de opciones de energía firme de 5 años de duración para plantas existentes y 10 años para plantas nuevas. Otros

detalles de la propuesta son: la potencia es considerada sólo un mecanismo de control junto con el precio de referencia, la cantidad de energía firme de cada planta es determinada centralmente mediante un modelo de despacho hidro-térmico, las opciones de energía firme se realizan para tres bloques de demanda, se incluyen exigencias de contratación de combustible para plantas térmicas. Según la agenda regulativa de la CREG para el año 2006, en el primer semestre debiera estar definido el esquema de cargo por capacidad.

PERÚ

- Desde el 16 de octubre hasta el 14 de noviembre, Transportadora de Gas del Perú (TGP) tuvo suspendido el abastecimiento de gas natural a las plantas generadoras eléctricas de Ventanilla (Etevensa) y Santa Rosa (Edegel) debido a trabajos de mantenimiento correctivo en el ducto. Lo anterior produjo un gran incremento en el costo marginal promedio del sistema.
- El 8 de octubre, el MEM a través del DS 038-2005-EM, modificó el artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, estableciendo un nuevo criterio para la aplicación de las fórmulas de reajuste de las tarifas en barra, de forma tal que se deja de lado el considerar para los combustibles líquidos exclusivamente los precios de referencia de importación. A cambio se utilizará el precio que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERG. Este decreto, en sus disposiciones transitorias, obligó a mantener hasta noviembre la tarifa en barra, sin indexación alguna.
- El Ministerio de Energía y Minas publicó el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad, con lo cual se establece el marco legal que permitirá iniciar la interconexión eléctrica con Ecuador, unión que ya se ha concretado físicamente meses atrás.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA:

1) MERCADO CHILENO

| ene-dic. 2005 (GWh) | Endesa | Pangue | Pehuenche | San Isidro | ENDESA SIC CONSOLIDADO | ENDESA SING | TOTAL CHILE CONSOLIDADO |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|
| Total generación de energía | 10.903,0 | 2.241,0 | 4.059,5 | 1.177,5 | 18.381,0 | 382,8 | 18.763,8 |
| Generación hidroeléctrica | 9.461,2 | 2.241,0 | 4.059,5 | - | 15.761,7 | - | 15.761,7 |
| Generación térmica | 1.441,8 | - | - | 1.177,5 | 2.619,3 | 382,8 | 3.002,1 |
| Compras de energía | 6.959,2 | 97,4 | - | 1.564,5 | 1.704,7 | 563,7 | 2.268,4 |
| Compras a empresas generadoras relacionadas | 6.103,4 | 97,4 | - | 715,6 | 6.916,4 | - | 6.916,4 |
| Compras a otros generadores | 842,9 | - | - | - | 842,9 | - | 842,9 |
| Compras en el spot | 12,9 | - | - | 848,9 | 861,8 | 563,7 | 1.425,5 |
| Pérdidas de transmisión y consumos propios | 235,1 | 17,9 | 39,8 | 5,0 | 297,7 | 4,0 | 301,7 |
| Total ventas de energía | 17.627,1 | 2.320,5 | 4.019,7 | 2.737,1 | 19.788,0 | 942,5 | 20.730,5 |
| Ventas a precios regulados | 6.116,3 | - | 112,5 | 114,4 | 6.343,3 | - | 6.343,3 |
| Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados | 4.232,0 | - | - | - | 4.232,0 | - | 4.232,0 |
| Ventas a precios no regulados | 3.037,1 | 0,7 | 117,4 | 699,6 | 3.854,8 | 942,5 | 4.797,3 |
| Ventas internas a precios no regulados | - | - | - | - | - | - | - |
| Ventas al spot | 3.426,9 | - | 1.839,4 | 91,6 | 5.357,9 | - | 5.357,9 |
| Ventas a empresas generadoras relacionadas | 814,7 | 2.319,8 | 1.950,4 | 1.831,5 | 6.916,4 | - | 6.916,4 |
| VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA | 35.900,1 | 35.900,1 | 35.900,1 | 35.900,1 | 35.900,1 | 11.546,3 | 47.446,4 |
| Participación sobre las ventas (%) | 47% | 0% | 6% | 3% | 55% | 8% | 44% |

| ene-dic. 2004 (GWh) | Endesa | Pangue | Pehuenche | San Isidro | ENDESA SIC CONSOLIDADO | ENDESA SING | TOTAL CHILE CONSOLIDADO |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|
| Total generación de energía | 8.633,0 | 1.671,0 | 3.464,0 | 2.622,0 | 16.390,0 | 407,0 | 16.797,0 |
| Generación hidroeléctrica | 7.327,0 | 1.671,0 | 3.464,0 | - | 12.462,0 | - | 12.462,0 |
| Generación térmica | 1.306,0 | - | - | 2.622,0 | 3.928,0 | 407,0 | 4.335,0 |
| Compras de energía | 6.931,0 | 232,0 | - | 303,0 | 1.308,0 | 606,0 | 1.914,0 |
| Compras a empresas generadoras relacionadas | 5.813,0 | 232,0 | - | 113,0 | 6.158,0 | - | 6.158,0 |
| Compras a otros generadores | 1.113,0 | - | - | - | 1.113,0 | - | 1.113,0 |
| Compras en el spot | 5,0 | - | - | 190,0 | 195,0 | 606,0 | 801,0 |
| Pérdidas de transmisión y consumos propios | 182,0 | 16,0 | 34,0 | 13,0 | 245,0 | 5,0 | 250,0 |
| Total ventas de energía | 15.382,0 | 1.887,0 | 3.430,0 | 2.912,0 | 17.453,0 | 1.008,0 | 18.461,0 |
| Ventas a precios regulados | 10.275,0 | - | 55,0 | 56,0 | 10.386,0 | - | 10.386,0 |
| Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados | - | - | - | - | - | - | - |
| Ventas a precios no regulados | 3.093,0 | - | 113,0 | 670,0 | 3.876,0 | 1.008,0 | 4.884,0 |
| Ventas internas a precios no regulados | - | - | - | - | - | - | - |
| Ventas al spot | 1.669,0 | - | 1.312,0 | 210,0 | 3.191,0 | - | 3.191,0 |
| Ventas a empresas generadoras relacionadas | 345,0 | 1.887,0 | 1.950,0 | 1.976,0 | 6.158,0 | - | 6.158,0 |
| VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA | 34.602,4 | 34.602,4 | 34.602,4 | 34.602,4 | 34.602,4 | 11.239,6 | 45.842,0 |
| Participación sobre las ventas (%) | 43% | 0% | 4% | 3% | 50% | 9% | 40% |

2) CHILE Y OTROS MERCADOS

| ene-dic. 2005 (GWh) | Costanera | Chocón | Cachoeira (1) | Betania | Emgesa | Edegel | Chile | Argentina | Colombia | Extranjero |
|--|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Total generación de energía | 8.401,8 | 3.930,7 | 2.644,8 | 2.100,9 | 9.763,3 | 4.516,3 | 18.763,8 | 12.332,5 | 11.864,2 | 31.357,9 |
| Generación hidroeléctrica | - | 3.930,7 | 2.644,8 | 2.100,9 | 9.534,9 | 4.094,6 | 15.761,7 | 3.930,7 | 11.635,8 | 22.305,9 |
| Generación térmica | 8.401,8 | - | - | - | 228,3 | 421,8 | 3.002,1 | 8.401,8 | 228,3 | 9.051,9 |
| Compras de energía | 125,3 | 182,3 | 252,7 | 636,1 | 2.703,1 | 245,8 | 2.268,4 | 307,6 | 3.321,2 | 4.127,2 |
| Compras a empresas generadoras relacionadas | - | - | - | 18,0 | - | - | 6.916,4 | - | 18,0 | 18,0 |
| Compras a otros generadores | - | - | - | 13,2 | 87,9 | 111,4 | 842,9 | - | 101,1 | 212,5 |
| Compras en el spot | 125,3 | 182,3 | 252,7 | 604,8 | 2.615,2 | 134,3 | 1.425,5 | 307,6 | 3.220,1 | 3.914,7 |
| Pérdidas de transmisión y consumos propios | - | - | - | - | 86,5 | 162,2 | 301,7 | - | 86,5 | 248,5 |
| Total ventas de energía | 8.465,7 | 4.113,0 | 2.897,5 | 2.737,0 | 12.358,2 | 4.599,9 | 20.730,5 | 12.578,8 | 15.077,2 | 35.153,6 |
| Ventas a precios regulados | - | - | 1.928,8 | 432,1 | 2.331,2 | 978,4 | 6.343,3 | - | 2.763,3 | 5.670,5 |
| Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados | - | - | - | 1.000,5 | 2.932,8 | 1.027,2 | 4.232,0 | - | 3.933,3 | 4.960,5 |
| Ventas a precios no regulados | 652,7 | 743,6 | 664,1 | 31,2 | 3.071,9 | 1.760,1 | 4.797,3 | 1.396,4 | 3.103,1 | 6.923,6 |
| Ventas internas a precios no regulados | 530,0 | 401,2 | - | - | - | - | - | 931,2 | - | 931,2 |
| Ventas al spot | 7.283,0 | 2.968,2 | 304,6 | 1.273,1 | 4.004,4 | 834,2 | 5.357,9 | 10.251,1 | 5.277,5 | 16.667,7 |
| Ventas a empresas generadoras relacionadas | - | - | - | - | 18,0 | - | 6.916,4 | - | 18,0 | 18,0 |
| VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA | 87.779,6 | 87.779,6 | 336.145,9 | 69.058,6 | 69.058,6 | 19.522,7 | 47.446,4 | 87.779,6 | 69.058,6 | - |
| Participación sobre las ventas (%) | 9,6% | 4,7% | 0,9% | 4,0% | 17,9% | 23,6% | 43,7% | 14,3% | 21,8% | 0,0% |

| ene-dic. 2004 (GWh) | Costanera | Chocón | Cachoeira | Betania | Emgesa | Edegel | Chile | Argentina | Colombia | Extranjero |
|--|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Total generación de energía | 7.859,0 | 3.430,7 | 3.262,2 | 1.853,2 | 10.028,0 | 4.136,0 | 16.797,0 | 11.289,7 | 11.881,2 | 30.569,1 |
| Generación hidroeléctrica | - | 3.430,7 | 3.262,2 | 1.853,2 | 9.959,6 | 3.890,6 | 12.462,0 | 3.430,7 | 11.812,8 | 22.396,3 |
| Generación térmica | 7.859,0 | - | - | - | 68,4 | 245,5 | 4.335,0 | 7.859,0 | 68,4 | 8.172,9 |
| Compras de energía | 113,9 | 198,7 | 639,8 | 680,4 | 2.687,4 | 239,4 | 1.914,0 | 312,6 | 3.367,8 | 4.559,6 |
| Compras a empresas generadoras relacionadas | - | - | - | - | - | - | 6.158,0 | - | - | - |
| Compras a otros generadores | - | - | - | - | 142,9 | 121,0 | 1.113,0 | - | 142,9 | 263,9 |
| Compras en el spot | 113,9 | 198,7 | 639,8 | 680,4 | 2.544,5 | 118,4 | 801,0 | 312,6 | 3.224,9 | 4.295,7 |
| Pérdidas de transmisión y consumos propios | - | - | - | - | 101,4 | 47,9 | 250,0 | - | 101,2 | 149,1 |
| Total ventas de energía | 7.972,9 | 3.630,4 | 3.902,0 | 2.533,5 | 12.614,1 | 4.327,6 | 18.461,0 | 11.603,3 | 15.147,6 | 34.981,7 |
| Ventas a precios regulados | - | - | 2.853,6 | 364,7 | 2.006,5 | 478,8 | 10.386,0 | - | 2.371,2 | 5.703,6 |
| Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados | - | - | - | 842,6 | 3.580,2 | 1.109,9 | - | - | 4.422,9 | 5.533,8 |
| Ventas a precios no regulados | 560,8 | 662,8 | 544,7 | - | 2.941,6 | 1.754,5 | 4.884,0 | 1.223,6 | 2.941,6 | 6.464,4 |
| Ventas internas a precios no regulados | 305,2 | 325,9 | - | - | - | - | - | 631,1 | - | 631,1 |
| Ventas al spot | 7.106,9 | 2.641,7 | 503,7 | 1.326,2 | 4.085,8 | 984,4 | 3.191,0 | 9.748,6 | 5.411,9 | 16.648,8 |
| Ventas a empresas generadoras relacionadas | - | - | - | - | - | - | 6.158,0 | - | - | (1,0) |
| VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA | 82.969,4 | 82.969,4 | 323.631,0 | 65.093,2 | 65.093,2 | 18.591,0 | 45.842,0 | 82.969,4 | 65.093,2 | - |
| Participación sobre las ventas (%) | 9,6% | 4,4% | 1,2% | 3,9% | 19,4% | 23,3% | 40,3% | 14,0% | 23,3% | 0,0% |

(1) En el año 2005 se consideran sólo nueve meses de operaciones de Cachoeira Dourada, ya que esta sociedad deja de ser filial a fines del tercer trimestre de 2005.

F. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

ARGENTINA

- Riesgo hidrológico: En el año 2005, la cuenca del Uruguay presentó en promedio un 92 % con respecto a la media histórica y los afluentes del Limay un 96 %, clasificándose en un año normal-seco. Por otro lado, los afluentes del CollónCurá alcanzaron un 106 % y los del Neuquén 114 % con respecto a la media histórica, clasificándose en años normal-húmedo.
- Precio de los combustibles: El alza de precios de gas boca de pozo, que según la Res 208/2004 estaba fijada para el mes de mayo, fue habilitada para ser transferida a precios del MEM a partir del 25 de julio de 2005. El cuarto y último escalón, que debía aplicarse en el mes de julio según la Res 208/2004, quedó pendiente siendo aplicado finalmente en diciembre. Durante el trimestre julio-septiembre, el consumo de gas para centrales eléctricas se redujo en un 21 % y el de fuel oil en un 8 % respecto del trimestre anterior, debido al aumento de la generación hidráulica, en particular durante los primeros meses del período.
- Variación de demanda. La demanda de energía eléctrica creció en un 5,8 % en el año 2005 en relación al año anterior.

CHILE

- Riesgo hidrológico: A diciembre de 2005, la probabilidad de excedencia de precipitaciones acumuladas en el año hidrológico alcanza a 28,4 %, que representa una hidrología húmeda en el sistema.
- Riesgo de combustibles: Con el término del período invernal, las restricciones de gas desde Argentina se redujeron a niveles mínimos. En efecto, durante el último trimestre del año, si bien en el norte Taltal mantuvo su restricción de 0,9 millones de m³/día por falta de permisos de exportación, en la zona centro sur San Isidro prácticamente no registró restricciones a su suministro de gas. Además, el bajo despacho económico de San Isidro y Taltal, dada la alta hidráulica presente en el SIC, no ha hecho necesaria la total utilización del volumen disponible de los contratos de gas, por lo que las restricciones de gas no han afectado la normal operación de las centrales.
- La demanda de energía eléctrica en el año 2005 creció en un 4,5 % en el SIC y 2,7 % en el SING.

COLOMBIA

- Riesgo hidrológico: El nivel de contratación de las empresas del grupo hace que la exposición al riesgo hidrológico sea relativamente baja. Los aportes totales del SIN de enero a diciembre del año 2005 fueron de 94 % del promedio, siendo un año normal-seco. Para Guavio y Betania los afluentes en el año 2005 fueron de 92 % y 95 %, respectivamente (condición normal-seca para ambas cuencas).
- Riesgo devaluación: Durante el año 2005, el tipo de cambio se revaluó, lo que ha favorecido el ingreso por contratos del grupo, ya que la tarifa de estos contratos es monómica y está firmada en pesos colombianos.
- La demanda de energía eléctrica creció en un 3,8 % en el año 2005 en relación al año anterior.

PERÚ

- Riesgo hidrológico: El grupo Endesa es vendedor neto en el spot, por lo que el riesgo frente a condiciones hidrológicas secas es bajo. Los caudales acumulados en el río Junín-Mantaro, Tulumayo y Tarma fueron de 71 %, 56 % y 81 % con respecto a la media que corresponden a una categoría seca. Los afluentes del río Rimac fueron del 91 % que corresponde a un año semi-seco.

- Precio de los combustibles: El precio internacional del petróleo afecta directamente el precio de los combustibles líquidos que utilizan la mayoría de las centrales térmicas, por lo cual los precios de energía en el sistema se ven afectados fuertemente y el valor de los contratos firmados disminuye.
- La demanda de energía eléctrica creció en un 5,0 % en el año 2005 en relación al año anterior.

G) ANÁLISIS DEL RIESGO CAMBIARIO Y DE TASAS DE INTERÉS

La compañía tiene un alto porcentaje de sus créditos denominados en dólares, debido a que la mayor parte de las ventas en los distintos mercados donde opera presentan un alto grado de indexación a esta moneda. Los mercados de Brasil y Colombia presentan una menor indexación al dólar, por lo que las filiales en estos mercados tienen mayor endeudamiento en moneda local.

Sin perjuicio de esta cobertura natural al tipo de cambio, la compañía en un escenario de alta volatilidad del dólar, ha continuado con su política de cubrir parcialmente sus pasivos en esta moneda, con el objeto de atenuar las fluctuaciones que generan en los resultados las variaciones en el tipo de cambio. Considerando la importante reducción del descalce contable en los últimos años, que ha llegado a niveles prudentes, la empresa ha modificado su política de cobertura dólar-peso para establecer un descalce contable máximo admisible sobre el cual se realizarán operaciones de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2005, la empresa en términos consolidados no prescindió estar cubierta mediante contratos forwards dólar-peso, comparado con la cobertura mediante contratos forwards dólar-peso por un monto de US\$ 53 millones a igual fecha del año anterior. La variación se debe a que el descalce contable fue menor que el exigido por política de la compañía.

En términos de riesgo de tasa de interés, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 93 % / 7 % fijo / variable al 31 de diciembre de 2005. El porcentaje de deuda en tasa fija ha disminuido levemente si se compara con la relación 90% / 10 % de deuda fija / variable que se tenía a igual fecha del año anterior, pero igualmente ha permitido minimizar el riesgo de las fluctuaciones en las tasas de interés.