

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

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CONSOLIDADOS

Al 31 DE DICIEMBRE DE 2006

A) RESUMEN

La utilidad neta de Endesa Chile en el año 2006 alcanzó a \$ 189.541 millones, lo que representa una mejora de \$ 76.595 millones o un aumento de 67,8 % respecto a los \$ 112.946 millones registrados en el año anterior. Este aumento se explica por la mejora en el resultado operacional por la puesta en valor de las inversiones acometidas, así como por mejores resultados no operacionales.

El resultado de explotación de Endesa Chile consolidada ascendió a \$ 504.475 millones en 2006, aumentando 25,1 % respecto a los \$ 403.154 millones registrados el año anterior. El aumento de la producción es consecuencia de la buena hidrología y de los mejores niveles de embalses alcanzados durante el año 2006, que potenciaron las cifras operacionales de Chile. Es importante señalar que las cifras consolidadas de 2006 no consideran el resultado operacional de Cachoeira Dourada en Brasil, la cual fue desconsolidada a comienzos del cuarto trimestre del año 2005.

El EBITDA o resultado operacional más depreciación y amortización de Endesa Chile consolidada alcanzó \$ 680.889 millones en 2006, un aumento de 17,7 % respecto a 2005. La distribución de EBITDA por país, ajustado por la participación de propiedad en cada filial, muestra que Chile contribuye con un 76,2 %, Colombia con un 10,1 %, Argentina con un 7,9 % y Perú con un 5,9 %.

Los eventos más relevantes que se pueden destacar en el año 2006 son los siguientes:

- En julio de 2006 la compañía batió su récord histórico de generación mensual en Chile. Las buenas condiciones de lluvia en julio y la total disponibilidad del parque generador contribuyeron a este resultado.
- Consolidación de Endesa Chile como compañía Investment Grade en 2006 por parte de las tres agencias internacionales que nos clasifican: Standard & Poor's, Fitch Credit Rating y el reciente aumento en la clasificación internacional por parte de Moodys.
- Con respecto al Proyecto Aysén, el 31 de agosto el directorio de Endesa Chile acordó la constitución de la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. El 6 de septiembre se constituyó el directorio de la sociedad y el 10 de octubre se firmó el pacto de accionistas que definió el aporte de capital de Endesa Chile en 51 %. La elaboración del estudio de impacto ambiental fue adjudicada al consorcio internacional formado por las empresas SWECO, POCH Ambiental y EPS. Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. recibió el premio a la mejor iniciativa empresarial de 2006 por el Diario Financiero.
- El 29 de septiembre Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), en el que Endesa Chile participa con un 20 % y que forma parte de la estrategia frente a la falta de gas proveniente de Argentina.
- Destacada participación en el proceso de licitación a distribuidoras en Chile para el período 2010-2024, adjudicándose Endesa Chile 6.400 GWh/año que corresponde al 100% de sus ofertas y al 59 % del total de ofertas materializadas, a un precio en torno a los 65 dólares por MWh, con lo que Endesa Chile a partir del año 2010 disminuirá la dependencia del precio regulado, asegurando la estabilidad de los flujos futuros.

En 2006, los ingresos de explotación consolidados aumentaron un 16,6 %, alcanzando los \$ 1.337.121 millones, que se compara favorablemente con los \$ 1.146.623 millones obtenidos en

2005. La producción de energía eléctrica aumentó 5,6 %, llegando a los 52.949,4 GWh a diciembre de 2006, como resultado de la buena hidrología, el incremento de demanda, y los mayores precios de venta promedio en todos los mercados y países en los que opera Endesa Chile.

Los costos de explotación consolidados del año 2006 llegaron a \$ 793.260 millones, un aumento de \$ 89.179 millones respecto al valor obtenido el año anterior. El incremento en el gasto en combustibles a diciembre de 2006 en \$ 77.541 millones, equivalente a un aumento de 49,5 % respecto a 2005 es producto principalmente de la fusión de Etevensa con Edegel en junio de 2006, con lo que se incrementó la generación térmica en Perú, primero en ciclo simple y, a partir de noviembre en ciclo combinado. La mayor producción de energía total de la compañía permitió disminuir los costos por compras de energía y potencia en 6,0 %, lo que implicó una disminución de \$ 7.724 millones por ese concepto.

A continuación se presenta un análisis desde la perspectiva del negocio por país:

Debido a una hidrología favorable en Chile, particularmente durante el período de junio a septiembre de 2006, y a un buen derretimiento de las nieves acumuladas, el resultado de explotación aumentó potenciado por el incremento de la generación hidroeléctrica de 8,8 % y un mejor escenario de precios durante el 2006. Un aumento de la demanda por sobre el 6 % y los constantes cortes del suministro de gas natural desde Argentina han presionado al sistema eléctrico, que ha estado muy ajustado en su capacidad instalada.

Al realizar un análisis de la situación operacional de cada país, se debe tener en cuenta la depreciación del peso chileno frente al dólar, la cual alcanzó una variación de 3,9 % respecto a diciembre del año anterior (\$ 532,39 por dólar al cierre de diciembre de 2006 versus \$ 512,50 por dólar al cierre de diciembre de 2005). Cabe señalar la importancia de tomar en consideración el valor del tipo de cambio del peso chileno con respecto al dólar al comparar cifras de un año a otro en pesos chilenos de acuerdo al tratamiento contable de los resultados en moneda extranjera a la que obliga el Boletín Técnico N° 64.

El resultado de explotación en Argentina aumentó debido a la mejora de las operaciones de nuestras filiales en ese país. Endesa Costanera registró una cifra positiva de \$ 5.217 millones en el resultado de explotación, comparado con el valor negativo de \$ 1.982 millones en 2005, debido principalmente al aumento en los precios de energía por el reconocimiento del mayor costo del sistema. Asimismo, la central hidroeléctrica El Chocón registró un mayor resultado de explotación de \$ 16.171 millones producto de una mejor hidrología que, junto con el aumento de precios en el mercado, potenciaron los resultados operacionales.

En Colombia, el resultado de explotación disminuyó en un 1,4 % en 2006, básicamente debido a una reducción de \$ 4.893 millones en el resultado operacional de Betania, como resultado de un menor precio promedio de venta para la compañía, a pesar de un incremento en las ventas físicas de 11,6 %. El resultado operacional de Emgesa compensó esto último con un incremento de \$ 3.143 millones en 2006.

Edegel, en Perú, registró un resultado de explotación de \$ 55.536 millones en 2006, que se compara favorablemente con \$ 54.954 millones alcanzados en 2005, incrementándose en \$ 582 millones. Los mayores ingresos de explotación que incluyen también la operación de la central térmica Ventanilla fueron menos que compensados por el aumento en los costos de explotación, aumentando el resultado de explotación de Edegel en un 1,1 %.

El resultado no operacional del año 2006 de Endesa Chile consolidada fue de \$ 124.204 millones negativos, comparado con \$ 158.385 millones negativos del año 2005, 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 \$ 10.630 millones, desde \$ 182.549 millones en el año 2005 a \$ 171.919 millones en 2006, lo que equivale a una disminución de un 5,8 %, derivado principalmente del menor volumen de deuda, apreciación promedio del peso con respecto al dólar y

capitalización de gastos financieros asociados a proyectos de inversión. Por su parte, los ingresos financieros consolidados disminuyeron en \$ 1.060 millones, desde \$ 15.878 millones en 2005 a \$ 14.818 millones en 2006, explicado básicamente por la desconsolidación de los ingresos financieros de Cachoeira Dourada por \$ 3.992 millones, los cuales fueron parcialmente compensados por aumento de saldos en caja promedio.

El resultado neto de inversiones en empresas relacionadas se incrementó en \$ 28.490 millones en el año 2006 en relación al año 2005, lo que se explica básicamente por \$ 24.180 millones de mejor resultado reconocido en Endesa Brasil S.A., sociedad holding creada en octubre de 2005 con motivo de la reestructuración societaria en Brasil y del resultado negativo devengado de \$ 7.874 millones en el año 2005 por la ex sociedad coligada CIEN, compensado en parte por \$ 3.505 millones de menor resultado positivo de la coligada Gasatacama.

Los otros ingresos y egresos netos fuera de explotación presentan un mayor resultado de \$ 7.133 millones, que se explica fundamentalmente por \$ 15.726 millones de menores provisiones por contingencias y litigios, por \$ 6.190 millones de indemnizaciones y compensaciones, básicamente del MOP a Túnel El Melón S.A., compensados por \$ 13.099 millones de menor 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 de las filiales Betania y Edegel, por \$ 6.117 millones por efecto de la desconsolidación de Cachoeira Dourada y por \$ 1.676 millones de menor recuperación de costos y cartera de clientes.

La corrección monetaria y las diferencias de cambio experimentaron una variación neta negativa de \$ 11.464 millones en el año 2006 respecto del 2005, originado principalmente por los efectos del 1,8 % de depreciación real del peso chileno respecto al dólar en 2006, frente al 11,7 % de apreciación real en 2005.

En relación a los impuestos a la renta e impuestos diferidos, éstos aumentaron en \$ 36.971 millones en el año 2006, comparado con el año 2005. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó a \$ 130.857 millones, compuesto por un gasto de \$ 99.414 millones de impuesto a la renta, que acumula un aumento con respecto a 2005 de \$ 38.011 millones, asociados a los mejores resultados tributables principalmente de Endesa Chile y sus filiales en Chile y \$ 31.442 millones por impuesto diferido que representan una disminución de \$ 961 millones con respecto a 2005.

Inversiones

Endesa Chile se encuentra desarrollando cuatro proyectos y efectuando numerosos estudios de posibles alternativas de inversión a futuro. De los proyectos actualmente en marcha, el primero en entrar en operaciones será el proyecto de ampliación de la central San Isidro. Con una inversión aproximada de US\$ 200 millones, entrará en operación comercial en ciclo abierto con una potencia estimada de 220 MW en abril de 2007 usando petróleo diesel, y cerrará el ciclo al año siguiente elevando su capacidad a aproximadamente 300 MW. En 2009, una vez que se encuentre disponible el gas natural licuado (GNL) en Chile, alcanzará su plena potencia de 377 MW. Asimismo, la compañía está participando activamente en la iniciativa auspiciada por el gobierno para aumentar la diversificación de la matriz energética a través del proyecto GNL con un 20 % de propiedad del nuevo terminal de regasificación, en el que participa junto con Enap, Metrogas y British Gas, siendo este último el proveedor del gas. La sociedad GNL Chile S.A. ya ha acordado las condiciones de desarrollo del proyecto Project Development Agreement (PDA) con British Gas.

El segundo proyecto en entrar en operaciones será la central hidroeléctrica de pasada Palmucho, la cual aprovechará el caudal ecológico de la central Ralco, con 32 MW de capacidad. La inversión requerida se proyecta en US\$ 43,8 millones, para comenzar operaciones durante el segundo semestre de 2007.

En cuanto a las decisiones de inversión de largo plazo, el 30 de agosto el directorio de Endesa Chile acordó la constitución de la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., la que se constituyó el 4 de septiembre y en la que Endesa Chile tiene el 51 % del capital social y Colbún S.A. el 49 % restante. Cabe señalar que el 1 de diciembre de 2006 la elaboración del estudio de impacto ambiental fue adjudicada al consorcio internacional formado por las empresas SWECO, POCH

Ambiental y EPS. Este proyecto refleja los esfuerzos de Endesa Chile por contribuir a la mayor seguridad futura del sistema eléctrico chileno. La capacidad instalada total del proyecto es de aproximadamente 2.400 MW y la inversión estimada es de alrededor de US\$ 2.400 millones, excluyendo la línea de transmisión.

En Julio, Endesa Chile sometió el proyecto denominado "Ampliación Central Bocamina" al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). El proyecto consiste en construir y poner en servicio una Segunda Unidad generadora de electricidad de aproximadamente 350 MW de potencia instalada. El proyecto también incluye la instalación de un filtro de mangas en la actual primera unidad de la Central Bocamina, con el objetivo de reducir las emisiones de material particulado, actualmente en instalación.

Paralelamente, siguiendo con la iniciativa de desarrollar proyectos de energía renovables no convencionales a través de su filial Endesa ECO, durante el segundo semestre de 2007 se contempla la entrada en servicios del Parque Eólico Canela en el SIC. Este proyecto estará ubicado a 295 km al norte de Santiago, en la comuna de Canela, IV región, con una potencia de 18,15 MW y una inversión estimada de aproximadamente US\$ 31 millones. La declaración de impacto ambiental de éste para la primera etapa del proyecto ya fue aprobada, en tanto que la declaración de impacto ambiental para la segunda etapa se encuentra en trámite.

Adicionalmente, en el año 2008 Endesa ECO pondrá en servicio la minicentral hidroeléctrica de pasada Ojos de Agua, la cual estará ubicada a aproximadamente 100 kilómetros de la ciudad de Talca, en el valle del río Cipreses, aguas abajo de la laguna La Invernada. La inversión para esta planta de 9,5 MW de potencia se estima en aproximadamente US\$ 20 millones.

En el mes de septiembre, Electrogas, sociedad formada por Endesa Chile (42,5%), el grupo Matte (42,5%) y ENAP (15,0%) anunció la intención de construir un oleoducto en la V Región, el cual va desde Concón hasta Lo Venecia, lugar donde se ubican los ciclos combinados de ambas generadoras. Esto implica una inversión de US\$ 6,1 millones, esperando su puesta en operación para mayo de 2007.

El 2 de marzo de 2006, la filial de Endesa Chile en Colombia, Emgesa, completó la compra de los activos de Termocartagena, ubicada en la Costa Atlántica, a través de un proceso de licitación por su precio mínimo, cercano a los US\$ 17 millones, a la vez que anunció un plan de inversión de aproximadamente US\$ 17 millones con el objeto de restaurar la planta, para llegar a 202 MW de potencia, la cual estará operativa durante 2007.

En Perú, el 1 de junio de 2006 se materializó la fusión entre la filial de Endesa Chile en Perú, Edegel, y Etevensa, filial de Endesa Internacional. Como consecuencia de esta fusión, el grupo se consolida como generador líder en Perú en un sistema con demanda creciente y regulación bien adaptada. Esta fusión mejora el mix de generación. Durante el mes de octubre concluyó la construcción del ciclo combinado de la segunda caldera de la central térmica Ventanilla, quedando con una potencia instalada final cercana a los 500 MW, la cual entró en operación comercial en noviembre. Por su parte, el 19 de julio la Unidad UTI 6 de la central térmica Santa Rosa inició su operación comercial utilizando gas natural proveniente de Camisea, lo que implicó una inversión de US\$ 4,5 millones, incrementando su potencia a 227 MW.

En Argentina, Foninvemem es el fondo de inversión creado con el fin de normalizar el mercado eléctrico mayorista argentino para financiar la construcción de dos ciclos combinados de 800 MW cada uno. En diciembre de 2005, en este fondo se constituyeron dos sociedades generadoras, de las cuales Endesa Chile, a través de sus filiales en Argentina, tiene un 26,2 % de participación. Estas sociedades son Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. En octubre se adjudicó el suministro de los equipos de ambos ciclos a la empresa Siemens. La fecha prevista para la entrada en operación es enero de 2009, momento a partir del cual las empresas empezarán a recuperar sus acreencias con los flujos generados por el proyecto a través del contrato de venta de su producción al MEM (Cammesa) por 10 años.

Tarifas reguladas

En octubre de 2006, la CNE dio a conocer el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo para el Sistema Interconectado Central (SIC) en el cual se define un precio en el nudo de Alto Jahuel de US\$ 67,31 por MWh.

De igual modo, la CNE entregó para el nudo Crucero un valor de US\$ 61,04 por MWh en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo para el Sistema interconectado del Norte Grande (SING).

En Perú, el 19 de junio el Consejo Directivo Osinerg modificó la tarifa de barra con la resolución N° 248 2006-OS/CD. Esta modificación cambió los precios de barra establecidos para mayo en forma retroactiva. Estos nuevos precios vigentes entre los meses de mayo de 2006 y abril de 2007 determinaron un valor de US\$ 36,87 por MWh monómico en la barra Lima.

Financiamiento

En abril de 2006 venció un Bono Yankee por US\$ 150 millones emitido por Endesa Chile Internacional y en agosto venció un bono local por aproximadamente US\$ 200 millones. Estos vencimientos se enfrentaron con flujos propios de la compañía y sus filiales y las fuentes de liquidez disponibles. El 26 de enero, a través de Endesa Chile Agencia, se contrató un Crédito Revolving por US\$ 200 millones, a un plazo de 5,5 años, con una tasa de interés de Libor más un spread de 30 puntos base. En diciembre, para aumentar las fuentes de liquidez disponibles de la compañía, Endesa Chile, a través de su Agencia en Islas Caimán, firmó un contrato por un nuevo Crédito Revolving de US\$ 200 millones, a un plazo de 3 años, con una tasa de interés de Libor más un spread de 25 puntos base. Al cierre de 2006, del total de US\$ 650 millones disponibles en Créditos Revolving, se encuentran utilizados US\$ 100 millones.

En cuanto a las filiales extranjeras que Endesa Chile consolida, en 2006 se realizó una serie de operaciones con el fin de refinanciar créditos de corto plazo y aumentar la vida media de la deuda.

En Perú, Edegel firmó en julio un crédito bancario con West LB por un monto de US\$ 20 millones a un plazo de 3 años; en octubre colocó dos bonos locales en el mercado peruano por 25 millones de soles cada uno (aproximadamente US\$ 16 millones) a 7 años y también en octubre refinanció un pagaré con Scotiabank por un monto de 50 millones de soles a un plazo de 2 años. En diciembre, para refinanciar préstamos de corto plazo, Edegel firmó un crédito bancario con Citibank por US\$ 24 millones a un plazo de 3 años.

En Argentina, Hidroeléctrica El Chocón firmó un crédito bancario por US\$ 100 millones con Standard Bank y Deutsche Bank a un plazo de 5 años. Los fondos se utilizaron para prepagar las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2007.

En Colombia, con el objeto de prepagar deuda, Betania emitió en febrero un bono local en el mercado colombiano por 100.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$ 44 millones) a un plazo de 7 años y en junio firmó un crédito estructurado por aproximadamente 305.009 millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$ 123 millones) con vencimiento en abril de 2012.

También en Colombia, en febrero Emgesa S.A. colocó un bono local en el mercado colombiano por 40.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$ 17,5 millones) a un plazo de 10 años y cuyo objeto fue financiar la adquisición de Termocartagena por aproximadamente US\$ 17 millones. Del mismo modo, para enfrentar el vencimiento de bonos locales, durante el mes de julio por un total de 150.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$ 60 millones), Emgesa firmó una serie de créditos a corto plazo con la banca local, que incluyeron uno por 80.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$ 33 millones), otro crédito por 50.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$ 21 millones) y un tercer crédito por un monto de 20.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US\$ 8 millones), los que se tomaron por un plazo de 180 días, a la espera de que el mercado colombiano se estabilice para realizar emisiones de mayor plazo.

Por lo anterior, la deuda financiera neta con terceros de Endesa Chile consolidada pasó de US\$ 3.830 millones en 2005 a US\$ 3.779 millones en 2006, reduciéndose en un 1,4 % en dólares, equivalente a US\$ 52 millones, compatible dicha reducción con el plan de inversiones acometido. La variación de deuda se produjo principalmente por la disminución de deuda en Endesa Chile individual, gracias a la generación propia de caja y los flujos recibidos desde las filiales.

Sostenibilidad y Medio Ambiente

En materia de sostenibilidad empresarial, en abril de 2006 Endesa Chile formalizó y remitió su primera Comunicación de Progreso respecto a la implementación de los diez principios del Pacto Mundial. Endesa Chile editó por cuarto año consecutivo su reporte de sostenibilidad y se convirtió en la primera empresa del sector eléctrico en adherir al Global Compact y en reportar a esa entidad su comunicación del progreso sobre la base del Global Reporting Initiative (GRI). Siguiendo esta línea, durante el primer semestre se publicaron los Informes de Sostenibilidad de las filiales Betania y Emgesa en Colombia y Costanera en Argentina.

En mayo de 2006, la filial peruana Edegel recibió el premio al "Desarrollo Sostenible 2006" por proyectos de promoción del desarrollo local y gestión ambiental. El primero fue al "Programa de promoción de la corresponsabilidad para la conservación del medio ambiente", en la categoría "Esfuerzos de protección o gestión ambiental adicionales a los compromisos de cumplimiento normativo". El segundo premio fue por el "Proyecto de reubicación de Pacaybamba", que ganó en la categoría "Esfuerzos de promoción del desarrollo local".

El 13 de julio, Endesa Chile obtuvo el noveno lugar en el II Ranking ProHumana y Revista Capital, patrocinado por la Confederación de la Producción y el Comercio de Chile, que destaca a las compañías líderes en Responsabilidad Social Empresarial (RSE). Este estudio evalúa el desarrollo e implementación de la RSE desde la perspectiva de los propios empleados, reflejando la valoración, el conocimiento, la percepción y las prácticas que ellos tienen en sus empresas, basándose en el cumplimiento de los siete compromisos de Política de Sostenibilidad de la empresa.

El 21 de julio, Endesa Chile y Chilectra recibieron distinción de Acción RSE. Ambas compañías fueron reconocidas y destacadas por la constante mejora que registran sus vínculos con la comunidad y el medio ambiente.

En septiembre de 2006, Endesa Chile logró un importante resultado en la evaluación de Sostenibilidad Corporativa que realizó la Agencia Sustainable Asset Management (SAM Research). La agencia suiza es la encargada de seleccionar a las empresas miembros del Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI), el indicador más reconocido en el mundo para atraer a grandes inversionistas comprometidos con el Desarrollo Sostenible Empresarial (DSE). El puntaje sitúa a la compañía en el rango de las empresas eléctricas líderes a nivel mundial en esta materia. Este importante logro es producto del trabajo y esfuerzo de todas las áreas de la organización y sus empleados.

En noviembre de 2006, Endesa Chile recibió el premio Sofofa Responsabilidad Social 2006, reconocimiento que distingue en forma pública a la empresa que mejor ejemplifique el compromiso integral y permanente con la responsabilidad social empresarial. Este premio fue obtenido por los esfuerzos que ha centrado la empresa en materia ambiental, en la relación con la comunidad, su entorno y trabajadores, y en el impulso a programas permanentes y específicos dirigidos a las localidades donde está presente.

En diciembre de 2006 y con la presencia de la Presidenta de la República, Sra. Michelle Bachelet, se inauguró la Plaza y Museo de Ralco, centro cultural que busca conservar y transmitir el valor, la cultura y la historia de la etnia pehuenche. Esta iniciativa fue impulsada por Endesa Chile y la Fundación Pehuén, en conjunto con CMPC y el municipio de Alto Bío-Bío.

Al término de 2006, la potencia instalada en las centrales que cuentan con sus Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) certificados en la norma ISO 14001 alcanzó el 95,3 % (11.735,6 MW), referido a la potencia total instalada al 31 de diciembre de 2006 (12.319,6 MW) en las empresas filiales. Destaca en diciembre la recepción de los certificados que acreditan que las centrales termoeléctricas

Bocamina (Chile) y Cartagena (Colombia) implementaron con éxito sus respectivos sistemas de gestión ambiental (SGA) en la Norma ISO 14001.

Otros hitos importantes de la gestión ambiental son la resolución de 16 pasivos ambientales en las centrales de generación en Sudamérica, la realización de las inspecciones de gestión ambiental en todas las filiales en Latinoamérica, la elaboración y análisis de sitios para la conservación de la biodiversidad en instalaciones de Endesa Chile y la gestión ambiental de los diversos proyectos en construcción.

En el ámbito de la estrategia de cambio climático, continuó la tramitación en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del proyecto Minicentral Hidroeléctrica Ojos de Agua, en la Región del Maule, Chile, de propiedad de Endesa Eco, filial de Endesa Chile. Al término de 2006 se completó el proceso de validación por parte de la Entidad Operacional Designada (DOE) para su registro como proyecto MDL en 2007.

El 16 de noviembre, el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (Cigre) premió a Central Ralco como “El Proyecto Eléctrico más Emblemático de la Década”, en donde se destacó el aporte de la generadora al desarrollo de Chile y los desarrollos técnicos, sociales y ambientales a los que se enfrentó durante su construcción.

Gobierno Corporativo

El 19 de abril, durante el “Primer Gran Encuentro de Inversionistas Chile 2006”, el equipo de Relaciones con Inversores de Endesa Chile obtuvo el primer lugar en la categoría “Investor Relations: Empresas con ADR y Alta Capitalización Bursátil del ranking Top 100, realizado por la Revista Capital y Santander Investment, destacando a Endesa Chile como una de las compañías que mayor valor agrega a sus accionistas y por su brillante desempeño en la relación con la comunidad de inversores.

El 26 de octubre, en sesión ordinaria del directorio de Endesa Chile se nombró a los señores Mario Valcarce Durán y Pedro Larrea Paguaga como presidente y vice-presidente del directorio de la compañía, respectivamente, designándose, además, al señor Mario Valcarce Durán como nuevo integrante del Comité de Directores. Por su parte, el 1 de noviembre el señor Manuel José Irrázaval Aldunate asumió el cargo de Gerente de Administración y Finanzas de Endesa Chile, tras la renuncia del señor Alejandro González Dale.

El 16 de noviembre, en la segunda jornada del Octavo Foro Latibex en Madrid, Endesa Chile fue premiada por la alianza Affinitas, que lidera la prestigiosa firma española de abogados Garrigues, como la empresa chilena inscrita en el Mercado de Valores Latinoamericano de la Bolsa de Madrid (Latibex) con mejores prácticas de gobierno corporativo, destacando el esfuerzo de la compañía en políticas de buen gobierno y transparencia.

El 14 de diciembre, la clasificadora de riesgo internacional Moody's Investors Service otorgó a Endesa Chile la clasificación Baa3 con perspectivas estables, con lo que la compañía consolidó su posición de Investment Grade con las principales agencias de rating, esperando, de esta manera, estar en una mejor posición en el mercado de deuda internacional y ante futuros requerimientos de financiamiento.

Conclusión

Endesa Chile ha mostrado un crecimiento sostenido en la generación de EBITDA, donde destaca el aporte de sus operaciones en Chile, país donde Endesa Chile tiene una posición de mercado relevante, que tiene una regulación eléctrica adecuada y donde Endesa Chile ha tomado la iniciativa de acometer nuevas inversiones en forma responsable.

En este contexto, la compañía se encuentra desarrollando proyectos como San Isidro con 377 MW, Palmucho con 32 MW, Ojos de Agua con 9,5 MW y el primer parque eólico en el SIC, Canela con 18,15 MW. Asimismo, ha presentado el Estudio de Impacto Ambiental para la segunda planta a carbón en Bocamina de 350 MW y avanza con firmeza en proyectos como Aysén con 2.400 MW, de

gran relevancia para la compañía y el país, así como también está participando en la regasificadora de GNL que dotará al SIC de una mayor independencia energética. La absorción de la central Ventanilla de ciclo combinado en Perú, por nuestra filial Edegel, la adquisición de una planta térmica en Colombia y la participación activa en el desarrollo del Foninvemem en Argentina, son otras actividades acometidas en los demás países donde Endesa Chile opera.

En forma paralela, la compañía continúa realizando estudios de futuros desarrollos energéticos especialmente en Chile y también en los demás mercados en los que opera, para contribuir de forma responsable al necesario abastecimiento eléctrico, participar del crecimiento de los distintos y diversos mercados, captar nuevas oportunidades de negocio y destinar a ello de modo rentable los recursos generados, con firme compromiso con los reguladores, el Desarrollo Sostenible Empresarial y el Medio Ambiente.

B) RESULTADOS

(Millones de Pesos)	enero-dic. 2005	enero-dic. 2006	Variac. % enero-dic. 2006/2005	Variac. ABSOLUTA dic. 2006/2005
Ingresos de Explotación	1.146.623	1.337.121	16,6 %	190.498
Ventas Energía	1.109.963	1.272.581	14,7 %	162.618
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	36.660	64.540	76,0 %	27.880
Costo de Explotación	(704.081)	(793.260)	(12,7 %)	(89.179)
Costos Variables	(467.729)	(542.046)	(15,9 %)	(74.317)
Combustible	(156.609)	(234.149)	(49,5 %)	(77.540)
Compras Energía y Potencia	(107.758)	(121.839)	(13,1 %)	(14.081)
Peaje y transporte de energía	(157.447)	(140.435)	10,8 %	17.012
Otros C.V.	(45.915)	(45.623)	0,6 %	292
Depreciación	(173.635)	(174.799)	(0,7 %)	(1.164)
Costos Fijos	(62.717)	(76.415)	(21,8 %)	(13.698)
Gastos de Adm. y Ventas	(39.388)	(39.386)	0,0 %	2
Resultado de Explotación	403.154	504.475	25,1 %	101.321
Ingresos Financieros	15.878	14.818	(6,7 %)	(1.060)
Utilidad Inv. empresas relacionadas	21.823	42.470	94,6 %	20.647
Otros Ingresos Fuera de Expl.	33.979	29.968	(11,8 %)	(4.011)
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(7.968)	(125)	98,4 %	7.843
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.395)	(943)	32,4 %	452
Gastos Financieros	(182.549)	(171.919)	5,8 %	10.630
Otros Egresos Fuera de Expl.	(54.712)	(43.568)	20,4 %	11.144
Corrección Monetaria	1.345	1.487	10,5 %	142
Diferencia de Cambio	15.214	3.608	(76,3 %)	(11.606)
Resultado Fuera de Explotación	(158.385)	(124.204)	21,6 %	34.181
Impuesto a la Renta	(93.885)	(130.856)	(39,4 %)	(36.971)
Ítemes extraordinarios	-	-	-	-
Interés Minoritario	(53.570)	(65.911)	(23,0 %)	(12.341)
Amortización Mayor Valor de Inv.	15.632	6.037	(61,4 %)	(9.595)
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	112.946	189.541	67,8 %	76.595
R.A.I.I.D.A.I.E (1)	623.498	742.040	19,0 %	118.542
Cobertura de gastos financieros (2)	3,42	4,32	26,4 %	0,90

(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.

C) DESGLOSE DE INGRESOS Y COSTOS DE EXPLOTACION

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación		Costo Explotación		Gastos Adm. y Ventas		Resultado Operacional	
	enero-dic.		enero-dic.		enero-dic.		enero-dic.	
	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006
ARGENTINA	160.087	235.416	(144.220)	(195.691)	(2.683)	(3.170)	13.184	36.554
COLOMBIA	264.191	273.825	(135.822)	(147.909)	(5.290)	(4.586)	123.080	121.330
BRASIL	42.673	-	(20.030)	-	(3.683)	-	18.960	-
PERU	120.134	168.182	(56.569)	(100.804)	(8.612)	(11.843)	54.954	55.536
CHILE	559.537	659.698	(347.440)	(348.856)	(19.119)	(19.787)	192.977	291.055
TOTAL CONSOLIDADO	1.146.623	1.337.121	(704.081)	(793.260)	(39.388)	(39.386)	403.154	504.475

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

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación			
	enero-dic.	% Ingresos	enero-dic.	% Ingresos
	2005	2005	2006	2006
CHOCÓN (ARGENTINA)	40.356	3,5%	61.684	4,6%
COSTANERA (ARGENTINA)	119.732	10,4%	173.732	13,0%
BETANIA (COLOMBIA)	39.922	3,5%	36.722	2,7%
EMGESA (COLOMBIA)	224.269	19,6%	237.103	17,7%
CACHOEIRA (BRASIL)	42.673	3,7%	-	0,0%
EDEGEL (PERÚ)	120.134	10,5%	168.182	12,6%
NACIONAL (*)	559.537	48,8%	659.698	49,3%
TOTAL CONSOLIDADO	1.146.623	100,0%	1.337.121	100,0%

(MILES DE PESOS)	Costo Explotación			
	enero-dic.	% Costos	enero-dic.	% Costos
	2005	2005	2006	2006
CHOCÓN (ARGENTINA)	(24.414)	3,5%	(29.400)	3,7%
COSTANERA (ARGENTINA)	(119.806)	17,0%	(166.291)	21,0%
BETANIA (COLOMBIA)	(22.309)	3,2%	(23.760)	3,0%
EMGESA (COLOMBIA)	(113.512)	16,1%	(124.150)	15,7%
CACHOEIRA (BRASIL)	(20.030)	2,8%	-	0,0%
EDEGEL (PERÚ)	(56.569)	8,0%	(100.804)	12,7%
NACIONAL (*)	(347.440)	49,3%	(348.856)	44,0%
TOTAL CONSOLIDADO	(704.081)	100,0%	(793.260)	100,0%

(MILES DE PESOS)	Gastos de Administración			
	enero-dic.	% Gastos	enero-dic.	% Gastos
	2005	2005	2006	2006
CHOCÓN (ARGENTINA)	(775)	2,0%	(947)	2,4%
COSTANERA (ARGENTINA)	(1.908)	4,8%	(2.223)	5,6%
BETANIA (COLOMBIA)	(467)	1,2%	(710)	1,8%
EMGESA (COLOMBIA)	(4.823)	12,2%	(3.876)	9,8%
CACHOEIRA (BRASIL)	(3.683)	9,4%	-	0,0%
EDEGEL (PERÚ)	(8.612)	21,9%	(11.843)	30,1%
NACIONAL (*)	(19.119)	48,5%	(19.787)	50,2%
TOTAL CONSOLIDADO	(39.388)	100,0%	(39.386)	100,0%

Ingresos de Explotación:

Los ingresos de explotación consolidados a Diciembre de 2006, aumentaron un 16,6 %, alcanzando los \$ 1.337.121 millones, que se compara con los \$ 1.146.623 millones alcanzados a Diciembre de 2005. La producción de energía eléctrica aumentó 2.828 GWh, llegando a los 52.949 GWh en 2006, como resultado de la buena hidrología junto al incremento de demanda en todos los mercados y países en los que opera Endesa Chile. La mayor producción en cada uno de los países, junto a mejores precios de venta, refleja el aumento del ingreso de explotación.

Los ingresos de explotación en Chile en 2006 aumentaron en un 17,9%, de \$ 559.537 millones en 2005 a \$ 659.698 millones en 2006, producto de un aumento de la producción de energía de 6,4 %, potenciado por una mayor generación hidroeléctrica y un mejor escenario de precios para el período en análisis. Endesa Chile y filiales en Chile, durante el 2006 entregó ventas al mercado spot por 4.991 GWh, cuyo precio de energía promedio de mercado estuvo en torno a los US\$ 44,8 por MWh. A su vez, las ventas físicas de energía a clientes regulados, los cuales están sujetos a una nueva matriz energética reconocida en el sistema de fijación de precios, aumentaron en 1,7 %, alcanzando los 10.756 GWh. El aumento de las ventas de electricidad refleja un incremento de 12,7% del precio promedio de ventas de \$ 25,3 por kWh en 2005 a \$ 28,5 por kWh en 2006, debido a los aumentos registrados en los precios de mercado.

Los ingresos de explotación en Argentina aumentaron en un 47,1% de \$ 160.087 millones en 2005 a \$ 235.416 millones en 2006. Los mayores ingresos son resultado de una mejor hidrología que ha permitido aumentar la producción de energía hidráulica en 1.111 GWh respecto al año anterior. Las ventas físicas de energía de El Chocón sumaron 5.191 GWh en 2006, un aumento del 26,2 % con respecto al año anterior. Los volúmenes de las ventas físicas de energía de Endesa Costanera subieron en un 3,2 % durante 2006, alcanzando 8.736 GWh, comparado con los 8.466 GWh del año anterior, debido a la mayor demanda de electricidad y su capacidad de generar con combustibles líquidos. Adicionalmente, se aprecia un aumento en los precios de energía debido al reconocimiento de los mayores costos de combustibles en el sistema. El precio promedio de ventas de la Compañía en Argentina aumentó en un 32,8%, de \$ 12,7 por kWh en 2005 a \$ 16,9 por kWh en 2006.

Los ingresos de explotación en Colombia aumentaron en un 3,6 %, de \$ 264.191 millones en 2005 a \$ 273.825 millones en 2006. Los ingresos de explotación de Emgesa aumentaron en \$ 12.834 millones en 2006 comparado con 2005, principalmente porque aumentó la producción hidráulica en un 5,2 % debido a la buena hidrología. El precio medio de venta de Emgesa aumentó en 6,3 %. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución de \$ 3.200 millones en los ingresos de explotación de Betania, debido a una caída en el precio medio de venta de 17,6 %, a pesar del incremento en las ventas físicas de 11,6 %. El precio promedio de venta para la compañía en Colombia aumentó en un 1,9 %, de \$ 17,5 por kWh en 2005 a \$ 17,8 por kWh en 2006.

Los ingresos de explotación derivados de las ventas de nuestra generadora eléctrica de Perú, Edegel, aumentaron en un 40,0%, de \$ 120.134 millones en 2005 a \$ 168.182 millones en 2006, debido principalmente a un incremento en las ventas físicas de energía de 2.167 GWh equivalente a un aumento de 47,1 %, a pesar de que el precio de venta medio disminuyó en 4,2 % por efecto de la llegada del gas natural de Camisea al sistema eléctrico peruano. El precio promedio de ventas disminuyó de \$ 25,8 por kWh en 2005 a \$ 24,7 por kWh en 2006.

Costos de explotación:

Los costos de explotación consolidados a Diciembre de 2006 llegaron a \$ 793.260 millones, un aumento de \$ 89.179 millones respecto al valor obtenido a igual fecha del año anterior. El incremento en el gasto en combustibles a diciembre de 2006 en \$ 77.541 millones, equivalente a un aumento de 49,5% respecto a Diciembre de 2005, es producto principalmente de la mayor generación térmica en Perú dado por una mayor generación en ciclo simple de la central térmica Ventanilla que opera utilizando el gas natural de Camisea, y de los mayores precios de los combustibles en Argentina. La mayor producción de energía de la compañía permitió disminuir los costos por compras de energía y potencia en 6,0 %, lo que implicó una disminución de \$ 7.724 millones.

Los costos de explotación en Chile aumentaron en un 0,4% en 2006 con respecto al 2005. La mayor generación térmica durante el último trimestre del año 2006 provocada por los fuertes recortes al suministro de gas natural desde Argentina hicieron que los costos por combustibles y otros costos fijos aumentaran en \$ 12.469 millones a pesar de la buena hidrología durante el año, valor que fue compensado por \$ 12.983 millones de menores costos por compras de energía y potencia. El costo de generación variable promedio, con la excepción de las compras de electricidad, disminuyó en un 2,1%, de \$ 9,0 por kWh en 2005 a \$ 8,8 por kWh en 2006, producto del aumento del 8,8% de la generación hidroeléctrica en Chile. El costo de las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la capacidad, bajaron de los \$ 66.772 millones en 2005 a \$ 53.789 millones en 2006, principalmente debido a la disminución de 42,0% de las compras físicas de energía, mientras que el precio promedio de compras pasó de \$ 29,4 por kWh en 2005 a \$ 40,9 por kWh en 2006.

Los costos de explotación en Argentina aumentaron en \$ 51.471 millones, de \$ 144.220 millones en 2005 a \$ 195.691 millones en 2006. La generación térmica y la hidroeléctrica aumentaron en un 3,7% y un 28,3%, respectivamente. El costo de combustible aumentó en \$ 45.281 millones, lo que se atribuye esencialmente a la generación eléctrica a base de combustibles líquidos (fuel oil) y representa la principal razón del aumento de los costos en Argentina. El mayor uso de los combustibles líquidos fue consecuencia de la escasez de gas natural en Argentina. El costo de generación variable promedio, excluyendo el costo de las compras de electricidad, aumentó de \$ 7,9 por kWh en 2005 a \$ 10,6 por kWh en 2006, debido al mayor costo del combustible. Las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la capacidad, aumentaron en \$ 894 millones durante 2006 debido principalmente a un aumento del precio promedio de compras, que subió de \$ 15,1 por kWh en 2005 a \$ 21,6 por kWh en 2006.

Los costos de explotación en Colombia aumentaron un 8,9%, de \$ 135.822 millones en 2005 a \$ 147.909 millones en 2006. Los peajes y los costos en transporte de energía aumentaron en \$ 6.147 millones, debido a que la producción de energía aumentó 5,9%. Lo anterior llevó a un aumento del costo de generación variable promedio que, excluyendo el costo de las compras de energía, aumentó de \$ 3,3 por kWh en 2005 a \$ 3,9 por kWh en 2006. Asimismo, el aumento de la generación térmica en Colombia de 46,1% hizo que el costo de combustibles aumentara \$ 1.520 millones. Las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la capacidad, aumentaron levemente en \$ 184 millones durante 2006 principalmente atribuido al mayor precio de compras promedio, que subió de \$ 15,7 por kWh en 2005 a \$ 18,1 por kWh en 2006, a pesar de que las compras físicas de energía disminuyeron en 13,2%.

Los costos de explotación en Perú aumentaron en un 78,2%, de \$ 56.569 millones en 2005 a \$ 100.804 millones en 2006. Este aumento se debe principalmente a un aumento de \$ 25.043 millones en los costos de combustibles por una mayor generación térmica en ciclo simple de la central térmica Ventanilla, así como a un aumento de otros costos fijos en \$ 5.100 millones, planta térmica que se incorporó a los activos de Edegel en Junio de 2006. El costo de generación variable promedio que, excluyendo las compras de electricidad, fue \$ 7,7 por kWh en 2006 con respecto a \$ 5,9 por kWh en 2005. Las compras de electricidad, tanto en lo que se refiere a la energía como a la potencia, aumentaron en \$ 4.625 millones durante 2006 lo que se atribuye fundamentalmente a la subida del precio promedio de compras, que pasó de \$ 22,7 por kWh en 2005 a \$ 37,3 por kWh en 2006.

RENTABILIDAD:

Indices	enero-dic. 2005	enero-dic. 2006	Variac. % dic. 2006/2005
Rentabilidad del patrimonio	6,77 %	10,92 %	61,3 %
Rentabilidad del activo	2,13 %	3,69 %	73,4 %
Rend. activos operacionales	9,24 %	12,39 %	34,1 %
Utilidad por acción (\$)	13,77	23,11	67,8 %
Retorno de dividendos	0,0085	0,0089	4,7 %

D) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(Millones de Pesos)	dic. 2005	dic. 2006	Variac. % dic. 2006/2005	Var. Absoluta dic. 2006/2005
Activos Circulantes	290.918	418.325	43,8 %	127.407
Activos Fijos	3.992.212	4.150.576	4,0 %	158.364
Otros Activos	693.705	715.786	3,2 %	22.081
Total Activos	4.976.835	5.284.687	6,2 %	307.852
Pasivos Circulantes	538.848	461.617	(14,3 %)	(77.231)
Pasivos a Largo Plazo	1.807.729	2.093.571	15,8 %	285.842
Interes minoritario	953.512	935.189	(1,9 %)	(18.323)
Patrimonio	1.676.746	1.794.310	7,0 %	117.564
Total Pasivos	4.976.835	5.284.687	6,2 %	307.852

Al 31 de diciembre de 2006 los activos totales de la Compañía presentan un aumento de \$ 307.852 millones respecto de igual período del año anterior, lo que se debe principalmente a:

Los activos circulantes aumentaron en \$ 127.407 millones, lo que se explica principalmente por un aumento en deudores por venta por \$45.224 millones, deudores varios por \$ 16.444 millones, básicamente por concepto de reliquidación de peajes (Ley Corta), aumento en disponible y depósitos a plazo por \$ 41.690 millones, principalmente en las filiales Cono Sur S.A., Emgesa S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., y otros activos circulantes por \$ 27.427 millones, básicamente por instrumentos financieros con pacto de retroventa en Endesa, parcialmente compensados por disminución en documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, existencias e impuestos por recuperar por \$ 8.742 millones.

Los activos fijos presentan un aumento de \$ 158.364 millones, que se explica principalmente por la incorporación de los activos fijos de Etevensa, producto de la fusión con Edegel por \$ 126.807 millones, nuevas incorporaciones de activos por \$ 170.084 millones y el efecto del tipo de cambio de los activos fijos de las empresas filiales en el extranjero por aproximadamente \$ 37.000 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 la depreciación del ejercicio por \$ 175.307 millones.

Los otros activos presentan un aumento de \$ 22.081 millones, lo que se debe fundamentalmente a: el incremento en la inversión en empresas relacionadas por \$ 43.334 millones, principalmente por Endesa Brasil S.A. y por la incorporación de la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.; el aumento en deudores a largo plazo por \$ 42.076 millones, principalmente el Fondo de Inversión Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM) en Argentina y fallo arbitral del litigio MOP-Túnel El Melón S.A. Esto fue compensado parcialmente por: una disminución en inversiones en otras sociedades por \$ 15.562 millones, básicamente por la escisión de Cesa; por \$ 1.190 millones de disminución de documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas; por disminución de otros activos por \$ 39.975 millones, básicamente producto de la entrega de la inversión en Empresa Eléctrica Bogotá que mantenía la filial colombiana Betania, producto del intercambio de activos con Corfivalle; y disminución en el menor valor de inversiones e intangibles por \$ 7.048 millones, correspondiente a amortización del ejercicio.

Los pasivos circulantes presentan una disminución de \$ 77.231 millones, que se explica principalmente por: una reducción en obligaciones con el público (bonos) por \$ 239.332 millones; por pagos de bonos efectuados por Endesa Chile, Endesa Chile Internacional, Emgesa y Edegel. Esto fue compensado parcialmente por: aumentos en obligaciones con bancos e instituciones financieras

por \$ 75.191 millones; y dividendos por pagar, cuentas por pagar, acreedores varios e impuestos a la renta por \$ 90.789 millones.

Los pasivos a largo plazo aumentaron en \$ 285.842 millones, lo cual se explica principalmente por aumento en obligaciones con bancos e instituciones financieras por \$ 120.450 millones, principalmente en las filiales Edegel, Chocón y Betania, parcialmente compensado por pagos en Endesa Chile, Celta y Endesa Costanera y por traspasos al corto plazo de la filial Pehuenche; por aumentos en acreedores varios y otros pasivos a largo plazo por \$ 83.440 millones, principalmente por mayor obligación del Leasing en Edegel derivado de la fusión con Etevensa; aumento en impuestos diferidos por \$ 35.000 millones y aumento en obligaciones con el público (bonos) por \$ 42.770 millones, básicamente por nuevas emisiones netas de pagos en filiales extranjeras y por el efecto por diferencia de tipo de cambio.

El interés minoritario presenta una disminución de \$ 18.323 millones, debido principalmente a la liquidación de la sociedad colombiana Capital de Energía S.A. (Cesa) y a la escisión de Central Hidroeléctrica de Betania S.A., parcialmente compensado por el aumento 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 \$ 117.564 millones respecto de diciembre de 2005. Esta variación se explica principalmente por el aumento en las utilidades acumuladas por \$ 64.019 millones y aumento de la utilidad del período por \$ 76.595 millones, compensado por la disminución en otras reservas por \$ 1.711 millones y pago de dividendos por \$ 21.036 millones.

Vencimientos de deuda con terceros:

(Millones de pesos)	2007	2008	2009	2010	2011	Balance	TOTAL
Chile	25.269	221.296	335.821	125.924	14.986	567.550	1.290.846
Endesa Chile (*)	25.269	221.296	335.821	125.924	14.986	567.550	1.290.846
Argentina	39.972	31.499	39.485	31.778	32.703	-	175.437
Costanera	34.862	25.287	27.062	19.356	10.521	-	117.088
Chocón	-	6.211	12.422	12.422	22.183	-	53.239
Hidroinvest	5.110	-	-	-	-	-	5.110
Perú	57.643	74.350	38.274	18.589	12.484	51.584	252.924
Edegel	57.643	74.350	38.274	18.589	12.484	51.584	252.924
Colombia	56.955	-	75.156	38.048	57.073	131.983	359.215
Emgesa	43.081	-	75.156	-	-	59.451	177.688
Betania	13.874	-	-	38.048	57.073	72.532	181.527
TOTAL	179.839	327.145	488.736	214.340	117.246	751.116	2.078.422

(*) Incluye Endesa Chile, Endesa Chile Internacional, Pangué, Pehuenche, San Isidro, Celta y Túnel El Melón. Asimismo, en el año 2009 incluye la cancelación de US\$ 220 millones del Yankee Bond como consecuencia del ejercicio de la opción de venta que poseen los tenedores.

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

(Indices)			Variac. %
	dic. 2005	dic. 2006	dic. 2006/2005
Liquidez corriente	0,54	0,91	68,5 %
Razón ácida	0,46	0,76	65,2 %
Pasivo exigible / Patrimonio	1,40	1,42	1,4 %
Pasivo exigible / (Patrimonio e Int.Min.)	0,89	0,94	5,6 %
% Deuda corto plazo	23,0	18,1	(21,3 %)
% Deuda largo plazo	77,0	81,9	6,3 %

El índice de liquidez corriente a diciembre de 2006 alcanza a 0,91 veces, aumentando en un 68,5% con respecto a diciembre de 2005, y la razón ácida llega a 0,76 veces, aumentando en un 65,2% con respecto al año anterior. El aumento en los índices de liquidez de la compañía se explica por el incremento de los activos circulantes y la reducción de los pasivos circulantes antes mencionada.

La razón de endeudamiento a diciembre de 2006 se sitúa en 1,42 veces, manteniéndose en los mismos niveles con respecto al año 2005. Esto, a pesar de la inclusión en Edegel S.A. de la nueva deuda como consecuencia de la fusión por absorción de Etevensa, aumentando en 1,4%.

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, la aplicación de esta metodología se ha efectuado sobre estados financieros preparados conforme a la normativa establecida en los Boletines Técnicos N° 72 y 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 2006, la recuperabilidad de los activos asociados a sus inversiones, de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

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.

E) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

Flujo de Efectivo (Millones de Pesos)	enero-dic. 2005	enero-dic. 2006	Variac. % dic. 2006/2005	Var. Absoluta dic. 2006/2005
De la Operación	276.617	420.101	51,9 %	143.484
De Financiamiento	(374.772)	(136.166)	63,7 %	238.606
De Inversión	(56.275)	(200.382)	(256,1 %)	(144.107)
Flujo Neto del período	(154.430)	83.552	154,1 %	237.982
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	83.073	155.513	87,2 %	72.440

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo de \$ 420.101 millones, lo que representa un aumento de un 51,9% respecto a diciembre de 2005. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del período de \$ 189.541 millones, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por \$ 147.179 millones, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por (\$ 107.185) millones, variaciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por \$ 127.806

millones, utilidades en venta de activos por \$ 3.151 millones e interés minoritario por \$ 65.911 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de \$ 136.166 millones, lo que representa un aumento de un 63,7% respecto a diciembre de 2005. Este flujo está originado principalmente por pago de préstamos y obligaciones con el público (bonos) por \$ 629.170 millones, pago de dividendos por \$ 114.308 millones, y otros desembolsos por \$ 6.440 millones. Lo anterior se compensa con aumento por obtención de préstamos y obligaciones con el público (bonos) por \$ 613.752 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de \$ 200.382 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de activo fijo por \$170.085 millones, préstamos documentados a empresas relacionadas por \$ 41.510 millones, otros desembolsos de inversión por \$ 10.845 millones, inversiones permanentes por \$ 10.168 millones, compensado por recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas por \$ 12.817 millones, así como por ventas de activo fijo y otros ingresos de inversión por \$ 19.409 millones.

Flujos de caja provenientes del exterior (1)

(Millones de pesos)	Intereses recibidos		Dividendos Recibidos		Red. Capital		Amortiz. Intercomp.		Otros	
	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006
Argentina	6.143,8	4.563,1	-	-	-	-	-	63.886,8	1.090,0	1.069,3
Perú	-	-	7.529,3	10.127,7	-	-	-	-	9.763,1	-
Brasil	-	-	19.226,4	13.139,0	-	-	-	-	-	-
Colombia	-	19.279,8	-	-	-	-	22.685,5	92.276,7	-	-
Total	6.143,8	23.842,9	26.755,7	23.266,7	-	-	22.685,5	156.163,5	10.853,1	1.069,3

(Millones de pesos)	Total	
	2005	2006
Argentina	7.233,8	69.519,1
Perú	17.292,4	10.127,7
Brasil	19.226,4	13.139,0
Colombia	22.685,5	111.556,5
Total	66.438,0	204.342,3

(1) Cada transacción fue originalmente expresada en dólares y llevada a pesos chilenos al tipo de cambio de cierre del 31 de diciembre de 2006.

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

ARGENTINA

- El 23 de diciembre entró en servicio la central nuclear Atucha (357 MW), planta no perteneciente a nuestro grupo, que estaba indisponible desde el 21 de septiembre de 2006, lo que ayuda al abastecimiento del país.

CHILE

- La Comisión Nacional de Energía emitió el Informe Definitivo de Precios de Nudo para el SIC para el período octubre 2006-abril 2007. Posterior al ajuste con la banda del precio medio de clientes libres, el precio medio definitivo en Alto Jahuel 220 kV alcanzó un valor de 67,31 US\$/MWh, equivalente a 36,25 \$/KWh, que representan un alza de 7,8% en dólares y de 9,8% en pesos respecto a los valores medios definitivos de abril pasado.

- El proceso de Adjudicación de Bloques de Energía Licitados por las EEDD del Sistema Interconectado Central implicarán contratos que cubrirán un 92% la energía requerida por las distribuidoras a un precio promedio de la energía de 52,5 US\$/MWh. El volumen adjudicado versus el volumen ofertado fue el siguiente: ENDESA 99,9% (6.395 GWh), Gener 77,1% (1.389 GWh), Colbún 73,3% (2.200 GWh) y Guacolda 89,2% (900 GWh). Los suministros corresponden a contratos de largo plazo (mínimo 10 años), y los suministros comienzan el año 2010. La condición de aplicación de

precio de suministro a costo marginal para aquellas empresas distribuidoras sin contrato estará vigente hasta el 31 de diciembre del 2009.

COLOMBIA

- Durante el tercer trimestre del año 2006 la CREG emitió las resoluciones CREG071-2006, CREG079-2006, CREG086-2006, CREG096-2006 y CREG 112-2006 que reglamentan el nuevo cargo por confiabilidad que reemplaza al cargo por capacidad desde el 1 de diciembre del 2006. El mecanismo implementado consta de un período de transición de tres años (hasta noviembre de 2009), en donde el valor a remunerar depende de la obligación de energía firme asignada a cada central, la cual depende de la demanda a remunerar, así como de la energía firme declarada por cada una de las centrales (que se calcula mediante un modelo que determina la energía que genera cada central para la condición hidrológica anual más crítica de manera independiente del sistema). Los agentes reciben a prorrata de la energía declarada. El precio para el período de transición es de 13.045 US\$/MWh.

PERÚ

- A partir de las 00:00 hrs. del día 19 de octubre, el COES aprueba el ingreso de operación comercial del ciclo combinado de la Central Ventanilla, con una potencia de 457 MW trabajando con las unidades TG-3 y TG-4 sin fuego adicional. Esta central es inaugurada con la presencia del presidente Alan García el día 8 de noviembre.

- Durante noviembre se iniciaron las pruebas de una turbina a gas de propiedad de Enersur (Tractebel) con una potencia de 170 MW. Esta planta utiliza gas natural de Camisea como combustible y se inauguró oficialmente el día 11 de diciembre.

- Se desarrollaron con éxito las licitaciones de energía convocadas por Luz del Sur y Distriluz. De esta forma, en el caso de Luz del Sur se recibieron ofertas por 542 MW (correspondiendo 113 MW para Edegel y 11 MW para Eepsa) y en el caso de Distriluz se recibieron ofertas por 292 MW (correspondiendo 31 MW para Edegel y 3.4 MW para Eepsa). Los precios de adjudicación fueron similares a la tarifa regulada, sin embargo este valor será firme a lo largo de la vigencia de los contratos (4 años).

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA:**1) MERCADO CHILENO**

ene-dic. 2006 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	ENDESA SIC CONSOLIDADO	ENDESA SING	TOTAL CHILE CONSOLIDADO
Total generación de energía	11.642,2	2.432,3	4.345,4	802,3	19.222,3	750,9	19.973,2
Generación hidroeléctrica	10.370,3	2.432,3	4.345,4	-	17.148,1	-	17.148,1
Generación térmica	1.271,9	-	-	802,3	2.074,2	750,9	2.825,1
Compras de energía	6.755,4	15,2	-	1.363,0	992,9	323,9	1.316,8
Compras a empresas generadoras relacionadas	5.762,4	15,2	-	1.363,0	7.140,6	-	7.140,6
Compras a otros generadores	992,9	-	-	-	992,9	-	992,9
Compras en el spot	-	-	-	-	-	323,9	323,9
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	212,1	53,0	88,7	5,5	359,3	7,8	367,1
Total ventas de energía	18.185,5	2.394,3	4.256,7	2.159,8	19.855,8	1.067,0	20.922,8
Ventas a precios regulados	6.406,7	-	161,1	-	6.567,8	-	6.567,8
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	4.187,9	-	-	-	4.187,9	-	4.187,9
Ventas a precios no regulados	3.236,5	4,5	132,0	737,6	4.110,6	1.065,8	5.176,3
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	2.976,2	-	2.013,2	-	4.989,5	1,2	4.990,6
Ventas a empresas generadoras relacionadas	1.378,2	2.389,8	1.950,4	1.422,2	7.140,6	-	7.140,6
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	38.258,8	38.258,8	38.258,8	38.258,8	38.258,8	12.027,0	50.285,8
Participación sobre las ventas (%)	44%	0%	6%	2%	52%	9%	42%

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, consumos propios y otros	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%

2) CHILE Y OTROS MERCADOS

ene-dic. 2006 (GWh)	Costanera	Chocón	Cachoeira	Betania	Emgesa	Edegel	Chile
Total generación de energía	8.709,0	5.041,3	-	2.204,2	10.359,8	6.662,0	19.973,2
Generación hidroeléctrica	-	5.041,3	-	2.204,2	10.026,1	4.197,3	17.148,1
Generación térmica	8.709,0	-	-	-	333,6	2.464,6	2.825,1
Compras de energía	106,6	149,5	-	850,1	2.033,3	273,5	1.316,8
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	7.140,6
Compras a otros generadores	106,6	-	-	-	249,6	-	992,9
Compras en el spot	-	149,5	-	850,1	1.783,7	273,5	323,9
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	80,1	-	-	-	120,5	169,0	367,1
Total ventas de energía	8.735,5	5.190,8	-	3.054,3	12.272,6	6.766,5	20.922,8
Ventas a precios regulados	-	-	-	317,9	3.073,1	1.709,4	6.567,8
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	-	-	-	1.199,0	2.077,7	1.013,6	4.187,9
Ventas a precios no regulados	608,6	1.017,8	-	-	3.019,5	3.422,3	5.176,3
Ventas internas a precios no regulados	149,2	340,9	-	-	-	-	-
Ventas al spot	7.977,7	3.832,1	-	1.537,4	4.102,3	621,1	4.990,6
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	(0,0)	-	7.140,6
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	97.871,2	97.871,2	349.727,7	70.570,7	70.570,7	22.283,9	50.285,8
Participación sobre las ventas (%)	9%	5%	0%	4%	17%	30%	42%

ene-dic. 2005 (GWh)	Costanera	Chocón	Cachoeira	Betania	Emgesa	Edegel	Chile
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
Generación hidroeléctrica	-	3.930,7	2.644,8	2.100,9	9.534,9	4.094,6	15.761,7
Generación térmica	8.401,8	-	-	-	228,3	421,8	3.002,1
Compras de energía	125,3	182,3	252,7	636,1	2.703,1	245,8	2.268,4
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	18,0	-	6.916,4
Compras a otros generadores	-	-	-	13,2	87,9	111,4	842,9
Compras en el spot	125,3	182,3	252,7	604,8	2.615,2	134,3	1.425,5
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	61,3	-	-	-	108,1	162,2	301,7
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
Ventas a precios regulados	-	-	1.928,8	432,1	2.331,2	978,4	6.343,3
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	-	-	-	1.000,5	2.932,8	1.027,2	4.232,0
Ventas a precios no regulados	652,7	743,6	664,1	31,2	3.071,9	1.760,1	4.797,3
Ventas internas a precios no regulados	530,0	401,2	-	-	-	-	-
Ventas al spot	7.283,0	2.968,2	304,6	1.273,1	4.004,4	834,2	5.357,9
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	18,0	-	6.916,4
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
Participación sobre las ventas (%)	10%	5%	1%	4%	18%	24%	44%

G) ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

ARGENTINA

- Riesgo hidrológico: Durante el año 2006, la tendencia de los aportes del Comahue indican que los mismos se mantuvieron en un 34% por encima de la media; en Uruguay los aportes estuvieron en torno al 45% de la media, mientras que los ríos Paraná y Futaleufú estuvieron en torno a la media histórica.
- Variación de demanda: La demanda de energía eléctrica creció en un 10,4 % en 2006 en relación a 2005.

CHILE

- Riesgo hidrológico: En lo que va transcurrido del año hidrológico abril 2006 - marzo 2007, la probabilidad de excedencia cerró en diciembre en 33,8%, lo que representa una hidrología normal-húmeda en el sistema. El nivel de los embalses se encuentra con más de 8.380 GWh de energía embalsada.
- Riesgo de combustibles: La mayor disponibilidad de agua producto del deshielo, hizo disminuir durante el cuarto trimestre del año 2006 el despacho de generación térmica y, consecuentemente, las restricciones de gas natural.
- Variación de demanda: La demanda de energía eléctrica creció en un 6,3 % en el SIC y 4,8 % en el SING en 2006 en relación al año anterior.

COLOMBIA

- Riesgo hidrológico: Los aportes totales del SIN en el año 2006 fueron del 108% con respecto al promedio histórico. Para Guavio y Betania los afluentes en el año 2006 fueron de 99% y 108% respectivamente (condición normal para ambas cuencas).
- Precio de los combustibles: Debido al mecanismo de declaración de ofertas, el precio de los combustibles es sólo una componente del precio declarado. Para condiciones secas el precio declarado podría subir por la percepción de los agentes. El grupo Endesa posee generación termoeléctrica de gas natural en Termocartagena y generación de carbón en Termozipa.
- Variación de demanda: La demanda de energía eléctrica creció en un 4,1 % en 2006 en relación a 2005.

PERÚ

- Riesgo hidrológico: Al 31 de diciembre de 2006 el volumen total embalsado en lagunas y reservorios alcanzó los 150.8 MMm³, lo cual representa el 45.6 % de la capacidad total, siendo 12.3 % superior al volumen registrado en un año promedio.
- Precio de los combustibles: El precio internacional del petróleo afecta directamente el precio de los combustibles líquidos que utilizan la mayoría de centrales térmicas, por lo cual los precios de energía en el sistema se ven afectados fuertemente.
- Variación de demanda: La demanda de energía eléctrica creció en un 7,7 % en 2006 en relación a 2005.

H) 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 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 2006, la empresa en términos consolidados tiene cubierto en Chile, mediante contratos swap dólar-peso, un monto de US\$ 125 millones. A igual fecha del año anterior, la empresa no precisó estar cubierta mediante contratos forwards dólar-peso ni swaps dólar-peso. La variación se debe a que el descalce contable fue mayor que el exigido por política de la compañía.

En términos de riesgo de tasa de interés, en términos consolidados, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 83 % / 17 % fijo / variable al 31 de diciembre de 2006. El porcentaje de deuda en tasa fija ha disminuido si se compara con la relación 93% / 7 % 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.