

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

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CONSOLIDADOS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2005

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

A) RESUMEN

La utilidad neta de Endesa Chile a septiembre de 2005 alcanzó a \$ 78.716 millones, siendo un 29 % superior a la acumulada al tercer trimestre del año anterior producto de un mejoramiento tanto en el resultado operacional como no operacional de la compañía.

El resultado operacional obtenido durante el período alcanza a \$ 290.345 millones, lo que significa un mejoramiento de \$ 4.941 millones (1,7 %) y se explica por un importante mejoramiento en Chile y Brasil, el cual fue parcialmente compensado por los menores resultados en Argentina derivados primordialmente del impacto del negocio de exportación a Brasil, y en menor medida por un menor resultado de nuestras operaciones en Colombia y Perú. Cabe indicar que el mejoramiento del resultado operacional del tercer trimestre del año 2005 logra revertir el 7,2 % de menor resultado operacional consolidado del primer semestre del presente año, lo que demuestra una fuerte recuperación en este último trimestre.

El EBITDA o resultado operacional más depreciación y amortización de Endesa Chile Consolidada alcanzó \$ 423.725 millones en el período enero-septiembre de 2005. La distribución de EBITDA por país, ajustado por la participación de propiedad en cada filial, muestra que Chile contribuye con un 60,9 %, Colombia con un 13,4 %, Brasil con un 9,8 %, Perú con un 7,3 % y Argentina con un 8,6 %. Por otro lado, la deuda neta consolidada se redujo en \$ 35.068 millones en el tercer trimestre de 2005 con relación a igual periodo del año anterior.

Los eventos más relevantes que se pueden destacar en el período enero-septiembre del año 2005 son los siguientes:

- El buen desempeño operacional en Chile, debido a la mejora de la hidrología a partir de junio de este año, que ha permitido recuperar los niveles históricos de gran parte de los embalses, disminuir la generación térmica y minimizar las compras de energía en el mercado spot, recuperando así el menor margen logrado durante el primer semestre.
- El mejoramiento en el resultado operacional consolidado de Endesa Chile del período julio-septiembre de 2005 con respecto a igual período del año 2004 de \$ 19.138 millones se debe principalmente al mejor resultado por las operaciones en Chile.
- Las modificaciones a la Ley Eléctrica chilena definidas por la Ley Corta II, que ha significado llevar las tarifas reguladas de generación a valores más concordantes con la realidad de costos de suministro 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. Esta tarifa, que a partir del 13 de junio alcanzó a US\$ 55,47 por MWh, es decir aproximadamente US\$ 10 por MWh adicionales respecto a la fijación de abril del presente, afectó positivamente los resultados del tercer trimestre del presente año.
- La gran 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 importancia de los 690 MW de capacidad que Ralco ha agregado 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 desde todo punto de vista, incluido el medioambiental, dada la abundancia que todavía se tiene de ese recurso natural y autóctono.

- En agosto de 2005 Endesa Chile y sus empresas filiales batieron su récord de generación hidráulica en Chile, alcanzando una producción de 1.676 GWh en el mes, respectivamente. Este alto nivel de generación se logró producto del buen estado de las plantas que han podido operar a su máxima capacidad, como también a una buena hidrología que ha permitido la recuperación de los embalses.
- Una disminución importante de los gastos financieros consolidados de la compañía producto de disminución de los pasivos como también de la apreciación del peso chileno respecto al dólar. Adicionalmente, es importante destacar el reciente refinanciamiento en el mercado argentino del crédito sindicado de Endesa Costanera S.A. (ex Central Costanera S.A., que cambió de razón social el 20 de septiembre del presente), que avala la consolidada y reconocida posición de la compañía.
- Una política comercial consistente con el mix de generación de la compañía y las condiciones de mercado. Esta política ha sido la que en gran medida ha ido mejorando los resultados operacionales en Chile en los últimos años, y permite a Endesa Chile enfrentar el futuro en muy buenas condiciones, dada además la situación de sus embalses.

Los ingresos de explotación consolidados al tercer trimestre de 2005 alcanzan a \$ 867.839 millones, un aumento de 4,7 % con respecto a igual período del año anterior, lo que representa una mejora de \$ 39.249 millones. Las ventas físicas acumuladas a septiembre de 2005 ascendieron a 42.437 GWh, lo que representa un crecimiento de un 7,1 % con respecto a septiembre de 2004.

Los costos de explotación acumulados a septiembre de 2005 alcanzaron \$ 549.035 millones, lo que representa un aumento de un 6,1 % con respecto a igual período del año anterior. La producción de electricidad ascendió a 38.096 GWh, comparado con 35.041 GWh del mismo período del año 2004, donde se destaca el 10,5 % de aumento en la producción hidroeléctrica.

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 \$ 134.284 millones, es decir un alza de 25,3 % con respecto a las cifras alcanzadas en septiembre de 2004. Adicionalmente, los costos en peajes y transporte de energía aumentaron en 1,2 % o \$ 1.384 millones, producto de un aumento de 7,1 % en las ventas físicas de energía eléctrica.

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

En Argentina, el resultado operacional del período enero-septiembre de 2005 alcanzó a \$ 18.948 millones, comparado con \$ 27.192 millones en igual período de 2004. Este resultado operacional se explica por \$ 8.349 millones de resultado operacional proveniente de Endesa Costanera y \$ 10.599 millones de resultado operacional proveniente de El Chocón.

El menor resultado operacional de Endesa Costanera, el cual alcanza a \$ 13.265 millones a septiembre de 2005, se explica por \$ 20.070 millones de mayores costos al generar energía utilizando combustible líquido (fuel oil) para exportarla a Brasil, causado por la convocatoria de las líneas a ese país a fines del primer semestre del presente año producto del retraso de las lluvias en la región sur de Brasil. Esta situación provocó una importante brecha entre los precios de energía del contrato y los costos de generación, lo que incidió negativamente en sus resultados. Con respecto a los ingresos de explotación de Endesa Costanera, éstos se incrementaron en un 4,9 %, alcanzando \$ 109.585 millones; sin embargo, Endesa Costanera ha visto reducido sus ingresos correspondientes a cargos fijos por potencia provenientes del negocio de exportación a Brasil, lo que ha sido compensado al reorientar las operaciones hacia el mercado argentino. Las ventas físicas de Endesa Costanera registraron un aumento

de 14,6 % en el período enero-septiembre de 2005, llegando a 6.683 GWh, respecto a 5.834 GWh del mismo período del año anterior.

El menor resultado operacional de Endesa Costanera fue parcialmente compensado por \$ 5.021 millones de mejores resultados operacionales provenientes de El Chocón, que se explican básicamente por \$ 4.498 millones de aumento en los ingresos operacionales debido a una mejor hidrología en la zona de Comahue y a un alza en los precios de venta de energía debido en parte al reconocimiento de un mayor precio del gas natural en el precio del mercado eléctrico mayorista. Las ventas físicas de energía eléctrica de El Chocón alcanzaron 2.988 GWh en el período enero-septiembre de 2005, un aumento de 4,7 % respecto a igual período de 2004.

En Brasil, el resultado operacional de Cachoeira Dourada al tercer trimestre de 2005 alcanzó a \$ 18.570 millones, \$ 8.320 millones superior al alcanzado al tercer trimestre del año anterior. Una hidrología favorable en la región sudeste-centro oeste permitió aumentar la producción de Cachoeira en 10,5 %, reduciendo las necesidades de compras de energía. Los ingresos por ventas de energía eléctrica aumentaron en 30,4 % producto de las mayores ventas físicas y del reajuste tarifario y mayor precio promedio de ventas. Los costos de explotación disminuyeron 4,7 %, alcanzando los \$ 19.618 millones.

En Chile, el resultado de explotación al tercer trimestre de 2005 alcanzó a \$ 120.219 millones, un 11,4 % superior a igual período de 2004. Los ingresos de explotación en Chile aumentan un 13,2 %, de \$ 352.574 millones a \$ 399.043 millones resultado de una favorable hidrología en el período junio-septiembre y de un incremento en el precio de nudo como resultado de la aplicación de la Ley Corta II a partir del 13 de junio de 2005. Las ventas físicas de energía eléctrica de la compañía y filiales en Chile alcanzaron 15.121 GWh, equivalente a un 14,0 % de crecimiento con respecto al año 2004. La incorporación de la central hidroeléctrica Ralco ha permitido incorporar 3.581 GWh al sistema. Con respecto a la generación térmica, ésta disminuyó en 749 GWh comparado con igual período del año 2004; sin embargo durante el primer semestre implicó un mayor costo como consecuencia de las restricciones de gas natural proveniente de Argentina, que impactó directamente a nuestra filial San Isidro, que mostró una disminución en su resultado operacional de \$ 29.741 millones derivada de la alta generación con combustibles líquidos y del alza en su precio internacional, así como de las mayores compras de energía para cumplir con sus compromisos contractuales .

En Colombia, el resultado de explotación de Betania consolidada con Emgesa alcanzó a \$ 92.140 millones al tercer trimestre del año 2005, un 5,3 % inferior al alcanzado al tercer trimestre de 2004, explicado por los menores ingresos de explotación de Emgesa debido básicamente a una menor hidrología que redujo su generación hidráulica, debiendo ésta aumentar su generación térmica. Por su parte, la mayor generación de Betania permitió aumentar en \$ 1.432 millones sus ingresos de explotación pero el mayor precio spot de la energía incrementó los costos por compras de energía en \$ 3.470 millones.

En Perú, el resultado de explotación de Edegel al tercer trimestre del año 2005 alcanzó a \$ 40.469 millones, un 5,4 % inferior al alcanzado al tercer trimestre del año 2004, producto principalmente de los menores ingresos por ventas de energía, que se redujeron en un 16,6 % debido a los menores precios spot, dada la buena hidrología. La producción hidráulica aumentó en un 6,6 % y las ventas físicas crecieron en 7,6 %. Adicionalmente, los costos de explotación se redujeron en 26,8 %, llegando a \$ 42.360 millones, principalmente producto de menores costos por compras de combustibles y compras de energía y potencia, dado que el 2004 fue un año seco en Perú. Si bien el resultado de explotación de Edegel en pesos chilenos a septiembre de 2005 resulta inferior al registrado a igual fecha del año anterior, hay que considerar el efecto que ha tenido sobre los estados financieros de Edegel la apreciación del peso chileno frente al dólar. Si se elimina dicho efecto, los resultados de explotación de Edegel a septiembre de 2005 mejoran.

Cabe destacar que el riesgo hidrológico ha sido cubierto en gran medida, en los países en que la compañía tiene presencia gracias a la política comercial adecuada a las operaciones de cada país.

Los resultados fuera de explotación del período enero-septiembre de 2005 alcanzaron \$ 116.165 millones negativos, comparado con \$ 128.999 millones negativos del mismo período de 2004, afectando favorablemente al resultado final de la compañía en comparación con igual período del año anterior. Las principales variaciones en el resultado fuera de la explotación son las siguientes:

Los gastos financieros disminuyeron en \$ 14.314 millones, desde \$ 152.500 millones en el período enero-septiembre de 2004 a \$ 138.186 millones en igual período de 2005, derivado del menor endeudamiento y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar. Por su parte, los mayores saldos en caja incrementaron los ingresos financieros en \$ 1.265 millones, desde \$ 11.801 millones en el período enero-septiembre de 2004 a \$ 13.066 millones en igual período de 2005.

El resultado neto de inversiones en empresas relacionadas se redujo en \$ 20.119 millones en el período enero-septiembre de 2005 en relación al mismo período del 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

Los otros ingresos y egresos fuera de la explotación presentan un mejor resultado de \$ 15.076 millones, que se explica fundamentalmente por el ajuste por conversión del Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile aplicado a los resultados de nuestras filiales en el extranjero por \$ 17.148 millones. Estos otros ingresos y egresos fuera de la explotación fueron parcialmente compensados por mayores provisiones de Contingencias y Litigios.

La corrección monetaria y las diferencias de cambio experimentaron una variación neta positiva de \$ 2.131 millones en el período enero-septiembre de 2005 respecto de igual período del año anterior, originado principalmente por los efectos del 7,4 % de apreciación real del peso chileno respecto al dólar frente al 0,7 % de depreciación real en igual período de 2004.

El impuesto a la renta se redujo en \$ 6.111 millones al tercer trimestre de 2005, comparado con el valor alcanzado al tercer trimestre de 2004. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó a \$ 69.747 millones, compuesto por un gasto de \$ 45.538 millones en impuesto a la renta, que acumula un aumento con respecto al tercer trimestre del año 2004 de \$ 1.169 millones, asociados a los mejores resultados tributables del tercer trimestre de 2005 con respecto al tercer trimestre de 2004, y \$ 24.208 millones por impuestos diferidos, que representa una disminución de \$ 7.280 millones con respecto al tercer trimestre de 2004. El menor gasto por impuesto diferido es producto de mejores resultados de las compañías con la consiguiente reducción de la pérdida tributaria, básicamente Central Costanera S.A. en Argentina y por el término del Convenio de Estabilidad Jurídica de Edegel en Perú.

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 y 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, se autorizó a la administración ejecutiva de Endesa Chile para firmar una nota de proceder preliminar con Mitsubishi, en el marco 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 entraría en operación comercial en ciclo abierto el 31 de marzo de 2007. La operación en ciclo combinado entraría en operación comercial en febrero de 2008. Su inversión se proyecta en US\$ 200 millones. Una nota de proceder total debe ratificarse por el directorio de Endesa Chile antes del 31 de diciembre de 2005, a la luz de mayor información sobre el avance del proyecto de la planta de gas natural licuado para Chile.

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 del presente 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.

Tarifas reguladas en Chile

Con fecha 18 de octubre de 2005 la CNE hizo llegar a las empresas eléctricas el Informe Definitivo de Fijación de Precios de Nudo en el Sistema Interconectado Central (SIC), y que será aplicable a contar del 1 de noviembre de este año. 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\$ 63,26 por MWh, es decir un 14,1 % superior a los US\$ 55,47 por MWh obtenido luego de la aplicación de la Ley Corta II y de 39,3 % superior al de la fijación de precios de nudo de abril de 2005. El precio resultante es reflejo de los altos costos del sistema, el cual considera precios de nudo teóricos sobre los US\$ 100 por MWh en el nudo Alto Jahuel, debido al alto costo de combustibles alternativos y a las restricciones de gas natural desde Argentina.

Financiamiento

El 30 de septiembre de 2005 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

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, el Directorio de Endesa Chile 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 la ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos.

Conclusión

En resumen, la compañía ha demostrado la ventaja de tener un portafolio de inversiones de alta eficiencia para ir mejorando sus resultados, dada la madurez de las políticas comerciales y el mejoramiento financiero logrado, sin haber sacrificado su 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 de la demanda de energía eléctrica en la región que ha alcanzado para el período un 5,6 % en Argentina, un 4,7 % en Brasil, un 3,8 % en Colombia, 4,0 % en Chile y 4,5 % en Perú.

B) RESULTADOS

(Millones de Pesos)	enero-dic. 2004	enero-sept 2004	enero-sept 2005	Variac. % enero-sept 2005/2004	Variac. ABSOLUTA sept. 2005/2004
Ingresos de Explotación	1.057.446	828.590	867.839	4,7 %	39.250
Ventas Energía	1.028.488	804.104	846.056	5,2 %	41.953
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	28.958	24.485	21.782	(11,0 %)	(2.703)
Costo de Explotación	(644.292)	(517.698)	(549.035)	(6,1 %)	(31.336)
Costos Variables	(413.455)	(337.522)	(371.095)	(9,9 %)	(33.574)
Combustible	(122.071)	(107.138)	(134.284)	(25,3 %)	(27.146)
Compras Energía y Potencia	(104.758)	(81.771)	(82.519)	(0,9 %)	(748)
Peaje y transporte de energía	(146.637)	(117.495)	(118.879)	(1,2 %)	(1.384)
Otros C.V.	(39.989)	(31.118)	(35.413)	(13,8 %)	(4.295)
Depreciación	(173.677)	(135.685)	(132.139)	2,6 %	3.545
Costos Fijos	(57.160)	(44.491)	(45.800)	(2,9 %)	(1.309)
Gastos de Adm. y Ventas	(35.272)	(25.487)	(28.460)	(11,7 %)	(2.973)
Resultado de Explotación	377.882	285.404	290.345	1,7 %	4.941
Ingresos Financieros	15.270	11.801	13.066	10,7 %	1.264
Utilidad Inv. empresas relacionadas	19.752	19.158	7.538	(60,7 %)	(11.619)
Otros Ingresos Fuera de Expl.	52.472	15.787	39.524	150,4 %	23.737
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(88)	(66)	(8.565)	(12.876,9 %)	(8.499)
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.499)	(1.221)	(1.054)	13,7 %	167
Gastos Financieros	(197.180)	(152.500)	(138.186)	9,4 %	14.313
Otros Egresos Fuera de Expl.	(81.189)	(32.058)	(40.718)	(27,0 %)	(8.661)
Corrección Monetaria	2.264	1.278	1.608	25,7 %	329
Diferencia de Cambio	21.125	8.821	10.623	20,4 %	1.802
Resultado Fuera de Explotación	(169.072)	(128.999)	(116.165)	9,9 %	12.835
Impuesto a la Renta	(95.669)	(75.858)	(69.747)	8,1 %	6.111
Ítemes extraordinarios	-	-	-	-	-
Interés Minoritario	(43.830)	(32.674)	(37.564)	(15,0 %)	(4.890)
Amortización Mayor Valor de Inv.	16.488	13.149	11.847	(9,9 %)	(1.302)
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	85.800	61.022	78.716	29,0 %	17.695
R.A.I.I.D.A.I.E (1)	611.095	462.771	447.090	(3,4 %)	(15.681)
Cobertura de gastos financieros (2)	3,10	3,03	3,24	6,6 %	0,21

(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 brasileña Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. y la filial peruana Edegel.

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-sept.		enero-sept.		enero-sept.		enero-sept.	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
ARGENTINA	129.632	139.237	(100.397)	(118.524)	(2.043)	(1.765)	27.192	18.948
COLOMBIA	207.681	198.787	(107.576)	(103.784)	(2.841)	(2.863)	97.264	92.140
BRASIL	32.061	41.795	(20.584)	(19.618)	(1.228)	(3.608)	10.249	18.569
PERU	106.642	88.977	(57.870)	(42.360)	(6.010)	(6.148)	42.761	40.469
CHILE	352.574	399.043	(231.271)	(264.749)	(13.365)	(14.076)	107.938	120.219
TOTAL CONSOLIDADO	828.590	867.839	(517.698)	(549.035)	(25.487)	(28.460)	285.404	290.345

(MILLONES DE PESOS)	Ingresos Explotación			
	enero-sept.	% Ingresos	enero-sept.	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	25.153	3,0%	29.652	3,4%
COSTANERA (ARGENTINA)	104.479	12,6%	109.585	12,6%
BETANIA (COLOMBIA)	28.780	3,5%	30.212	3,5%
EMGESA (COLOMBIA)	178.901	21,6%	168.575	19,4%
CACHOEIRA (BRASIL)	32.061	3,9%	41.795	4,8%
EDEGEL (PERÚ)	106.642	12,9%	88.977	10,3%
NACIONAL	352.574	42,5%	399.043	46,0%
TOTAL CONSOLIDADO	828.590	100,0%	867.839	100,0%

(MILLONES DE PESOS)	Costo Explotación			
	enero-sept.	% Ingresos	enero-sept.	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	(19.122)	3,7%	(18.601)	3,4%
COSTANERA (ARGENTINA)	(81.275)	15,7%	(99.922)	18,2%
BETANIA (COLOMBIA)	(15.009)	2,9%	(17.534)	3,2%
EMGESA (COLOMBIA)	(92.567)	17,8%	(86.250)	15,7%
CACHOEIRA (BRASIL)	(20.584)	4,0%	(19.618)	3,6%
EDEGEL (PERÚ)	(57.870)	11,2%	(42.360)	7,7%
NACIONAL	(231.271)	44,7%	(264.749)	48,2%
TOTAL CONSOLIDADO	(517.698)	100,0%	(549.035)	100,0%

(MILLONES DE PESOS)	Gastos de Administración			
	enero-sept.	% Ingresos	enero-sept.	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	(453)	1,8%	(451)	1,6%
COSTANERA (ARGENTINA)	(1.590)	6,2%	(1.313)	4,6%
BETANIA (COLOMBIA)	(292)	1,1%	(291)	1,0%
EMGESA (COLOMBIA)	(2.549)	10,0%	(2.572)	9,0%
CACHOEIRA (BRASIL)	(1.228)	4,8%	(3.608)	12,7%
EDEGEL (PERÚ)	(6.010)	23,6%	(6.148)	21,6%
NACIONAL	(13.365)	52,5%	(14.076)	49,5%
TOTAL CONSOLIDADO	(25.487)	100,0%	(28.460)	100,0%

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

RENTABILIDAD:

Indices	enero-dic. 2004	enero-sept. 2004	enero-sept. 2005	Variac. % sept. 2005/2004
Rentabilidad del patrimonio	5,41 %	3,83 %	4,85 %	26,6 %
Rentabilidad del activo	1,53 %	1,03 %	1,47 %	42,3 %
Rend. activos operacionales	7,97 %	5,65 %	6,35 %	12,5 %
Utilidad por acción (\$)	10,46	7,44	9,60	29,0 %
Retorno de dividendos	0,0071	0,0073	0,0085	16,4 %

D) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(Millones de Pesos)	dic. 2004	sept.-2004	sept.-2005	Variac. % sept. 2005/2004	Var. Absoluta sept. 2005/2004
Activos Circulantes	557.800	523.256	352.365	(32,7 %)	(170.891)
Activos Fijos	4.581.954	4.858.942	4.283.684	(11,8 %)	(575.258)
Otros Activos	305.529	298.063	374.928	25,8 %	76.865
Total Activos	5.445.283	5.680.261	5.010.977	(11,8 %)	(669.284)
Pasivos Circulantes	440.074	446.570	515.824	15,5 %	69.254
Pasivos a Largo Plazo	2.244.210	2.362.663	1.905.688	(19,3 %)	(456.976)
Interes minoritario	1.154.449	1.261.017	955.586	(24,2 %)	(305.432)
Patrimonio	1.606.552	1.610.012	1.633.880	1,5 %	23.869
Total Pasivos	5.445.283	5.680.261	5.010.977	(11,8 %)	(669.284)

Al 30 de septiembre de 2005 los activos totales de la Compañía presentan una disminución de \$ 669.284 millones, respecto de igual período del año anterior, la que se debe principalmente a:

Los activos circulantes disminuyeron en \$ 170.891 millones, que se explica principalmente por una disminución en disponible y depósitos a plazo de \$ 52.249 millones, principalmente de la sociedad filial colombiana Emgesa por los fondos que estaban disponibles en espera de la reducción de capital que fue efectuada; una disminución en documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas por \$ 119.316 millones, básicamente de la sociedad coligada Atacama Finance Co. que fue trasladado a otros activos; una disminución en otros activos circulantes de \$ 13.381 millones por menores depósitos para pago de obligaciones con el público, parcialmente compensado por aumentos en deudores varios y existencias por \$ 24.148 millones debido a la mayor reliquidación de peajes en razón de la aplicación e la Ley N° 19.940 (Ley Corta) y mayores compras de combustibles.

Los activos fijos presentan una disminución de \$ 575.258 millones, que se explican principalmente por la depreciación del período por \$ 132.476 millones y el efecto del tipo de cambio de los activos fijos de las empresas filiales en el exterior por \$ 480.000 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 en las filiales que residen en países inestables. Lo anterior está parcialmente compensado por las nuevas incorporaciones de activos por \$ 37.516 millones.

Los otros activos presentan un aumento de \$ 76.865 millones, los cuales se explican fundamentalmente por mayores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente a la coligada Atacama Finance Co.

Los pasivos circulantes presentan un aumento de \$ 69.254 millones, que se explica principalmente por un aumento en obligaciones con el público (bonos) por \$ 217.668 millones, por traspasos del largo al corto plazo de bonos de Endesa Chile, de las filiales Endesa Chile Internacional S.A. y Emgesa S.A.; por un aumento en dividendos por pagar y

cuentas por pagar por \$ 31.761 millones, compensados parcialmente por disminución en obligaciones con bancos e instituciones financieras, producto de pagos y menor tipo de cambio por \$ 129.994 millones y disminución en documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas por \$ 58.266 millones, básicamente a la coligada colombiana Codensa S.A. y a la matriz Enersis S.A.

Los pasivos a largo plazo disminuyeron en \$ 456.976 millones, los cuales se explican principalmente por menores obligaciones con bancos e instituciones financieras y obligaciones con el público (bonos) y otras instituciones por \$ 498.426 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 30 de septiembre de 2005 con respecto al cierre de igual período de 2004, parcialmente compensado por aumentos de acreedores varios e impuestos diferidos por \$ 44.061 millones.

El interés minoritario presenta una disminución de \$ 305.432 millones, debido principalmente 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.

El patrimonio aumentó en \$ 23.869 millones respecto de septiembre de 2004. Esta variación se explica principalmente por el aumento en las utilidades acumuladas por \$ 51.086 millones y aumento de la utilidad del período por \$ 78.716 millones, compensada por la disminución en otras reservas por \$ 44.949 millones provocado por la apreciación del peso chileno y su efecto en el patrimonio por el ajuste por diferencia de conversión por las inversiones que se controlan en dólares y por el pago de dividendos por \$ 34.720 millones.

Vencimientos de deuda con terceros:

Vencimientos de deuda con terceros:

(Millones de pesos)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Balance	TOTAL
Chile	9.740	209.869	25.140	220.333	333.836	210.374	565.790	1.575.082
Endesa Chile (*)	9.740	209.869	25.140	220.333	333.836	210.374	565.790	1.575.082
Argentina	10.343	28.260	18.968	15.860	20.396	13.592	10.391	117.810
Costanera	10.343	23.181	18.968	15.860	20.396	13.592	10.391	112.731
Hidroinvest	-	5.080	-	-	-	-	-	5.080
Perú	30.307	42.378	31.752	15.516	21.660	-	4.657	146.271
Edegel	30.307	42.378	31.752	15.516	21.660	-	4.657	146.271
Brasil	456	2.169	2.846	1.041	-	-	-	6.512
Cachoeira	456	2.169	2.846	1.041	-	-	-	6.512
Colombia	7.907	52.659	13.483	-	72.724	27.736	90.141	264.650
Emgesa	1.166	39.177	-	-	72.724	-	48.538	161.604
Betania	6.741	13.483	13.483	-	-	27.736	41.604	103.046
TOTAL	58.754	335.336	92.189	252.749	448.616	251.701	670.979	2.110.325

(*) Incluye: Endesa Chile Internacional, Pangué, Pehuenche, San Isidro, Celta y Túnel El Melón.

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

(Indíces)	dic. 2004	sept.-2004	sept.-2005	Variac. % sept. 2005/2004
Liquidez corriente	1,27	1,17	0,68	(41,9 %)
Razón ácida	1,18	1,07	0,60	(43,9 %)
Pasivo exigible / Patrimonio	1,67	1,74	1,48	(14,9 %)
Pasivo exigible / (Patrimonio e Int.Min.)	0,97	0,98	0,94	(4,1 %)
% Deuda corto plazo	16,4	15,9	21,3	34,0 %
% Deuda largo plazo	83,6	84,1	78,7	(6,4 %)

Los indicadores de liquidez de la compañía disminuyeron a septiembre de 2005 con respecto a septiembre de 2004. El índice de liquidez corriente a septiembre de 2005 alcanza a 0,68 veces, disminuyendo en un 41,9 % con respecto a septiembre de 2004, y la razón ácida llega a 0,60 veces, disminuyendo en un 43,9 % con respecto a septiembre 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 depósitos a plazo y documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente por el traspaso del préstamo por cobrar del corto al largo

plazo de la sociedad coligada Atacama Finance Co. y por aumento de los pasivos circulantes, principalmente obligaciones con el público (bonos), debido al traspaso del largo al corto plazo en Endesa Chile, Edegel, Emgesa y Endesa Chile Internacional.

La razón de endeudamiento a septiembre de 2005 se sitúa en 1,48 veces, disminuyendo en un 14,9 % con respecto a igual período del año anterior, como consecuencia del positivo desempeño de la compañía, del pago de deuda financiera y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar a septiembre de 2005 respecto de septiembre 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-sept. 2004	enero-sept. 2005	Variac. % sept. 2005/2004	Var. Absoluta sept. 2005/2004
De la Operación	258.320	137.006	184.279	34,5 %	47.273
De Financiamiento	(112.742)	(112.534)	(270.021)	(139,9 %)	(157.488)
De Inversión	(72.626)	(34.812)	(36.228)	(4,1 %)	(1.416)
Flujo Neto del período	72.952	(10.340)	(121.970)	(1079,6 %)	(111.631)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	235.395	161.643	103.495	(36,0 %)	(58.149)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de \$ 184.279 millones, lo que representa un aumento de un 34,5 % respecto a septiembre de 2004. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del período de \$ 78.716 millones, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por \$ 117.014 millones, aumentos de activos que afectan al flujo de efectivo por \$ 21.744 millones, disminuciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por \$ 23.397 millones, utilidades en venta de activos por \$ 3.875 millones e interés minoritario por \$ 37.565 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de \$ 270.021 millones, lo que representa un aumento de un 139,9 % respecto a septiembre de 2004. Este flujo está originado principalmente por pago de préstamos y de obligaciones con el público (bonos) por \$ 280.689 millones, disminución de capital en filiales por \$ 81.089 millones y pago de dividendos por \$ 70.113 millones. Lo anterior se compensa por obtención de préstamos y aumento de obligaciones con el público (bonos) por \$ 122.233 millones y obtención de préstamos documentados de empresas relacionadas por \$ 39.637 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de \$ 36.228 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de activo fijo por \$ 37.517 millones, principalmente en Endesa Chile, Edegel y Endesa Costanera; préstamos documentados a empresas relacionadas por \$ 23.623 millones e inversiones permanentes y otros por \$ 8.341 millones, compensados por recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas por \$ 27.599 millones y ventas de activo fijo y otros ingresos de inversión por \$ 5.654 millones.

Flujos de Caja Provenientes del Exterior (1)

(Millones de pesos)	Intereses recibidos		Dividendos Recibidos		Red. Capital		Amortiz. Intercomp.		Otros	
	ene-sept. 04	ene-sept. 05	ene-sept. 04	ene-sept. 05	ene-sept. 04	ene-sept. 05	ene-sept. 04	ene-sept. 05	ene-sept. 04	ene-sept. 05
Argentina	4.551	4.287	-	-	-	-	10.584	-	-	-
Perú	-	-	7.938	7.568	-	-	-	-	2.064	7.356
Brasil	-	-	8.732	18.892	-	-	-	-	-	-
Colombia	12.013	-	-	-	-	-	-	22.544	-	-
Total	16.564	4.287	16.670	26.460	-	-	10.584	22.544	2.064	7.356

(Millones de pesos)	Total	
	ene-sept. 04	ene-sept. 05
Argentina	15.135	4.287
Perú	10.002	14.923
Brasil	8.732	18.892
Colombia	12.013	22.544
Total	45.882	60.646

(1) Cada transacción fue originalmente expresada en dólares y llevada a pesos chilenos al tipo de cambio de cierre del 30 de septiembre de 2005.

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

ARGENTINA

- Se promulgó la Resolución SE 752 que define el esquema de ofertas irrevocables de compras de gas para el mercado doméstico argentino con un precio máximo equivalente al export parity price (1,7 US\$/MMBTU).
- El mes de abril y los primeros 20 días de mayo estuvieron marcados por la exportación de energía hacia Brasil. El sistema cubrió solo parte de la convocatoria de Brasil ya sea por indisponibilidad de máquinas, así como por la decisión del regulador de impedir la compra de energía en el MEM para cubrir los contratos de interconexión. Los generadores que respaldan la interconexión con contratos de potencia firme, invocaron fuerza mayor ante el cliente en Brasil.
- En los últimos días del mes de mayo se produjo la recuperación de las afluencias en el noreste, (que además se acompañó del fin de la exportación a Brasil) y las lluvias en la zona de Comahue permitieron que el sistema tuviese un importante abastecimiento hidroeléctrico y que los requerimientos de generación térmica y por lo tanto de combustibles, fuese reducido.

BRASIL

- El 2 de abril fue realizada una segunda licitación donde se cerraron ventas a las distribuidoras por 1325 MW-medios para el período comprendido entre el año 2008 y 2015. Los precios medios de venta fueron de 83,1 R\$/MWh. Cachoeira Dourada participó de la licitación adjudicándose un bloque de 133 MWmed a un precio de 83,5 R\$/MWh
- Durante los últimos días de mayo las lluvias permitieron incrementar el nivel de embalses en más de 20% en el subsistema sur, bajando los precios a niveles inferiores a 30 R\$/MWh.
- El 11 de septiembre fue reajustada en 3,43% la tarifa de suministro de energía entre Cachoeira Dourada y CELG, utilizando por primera vez el criterio de reajuste de 100% del IGPM sin ningún tipo de descuentos y eliminando el factor reductor X, establecido en el aditivo al Contrato de Concesión de CDSA, negociado con Aneel/MME con motivo del conflicto con CELG. La nueva tarifa es 82,23 R\$/MWh.

CHILE

- ENDESA, ENAP, COLBUN y METROGAS iniciaron formalmente el proceso de licitación internacional para seleccionar la empresa que suministrará GNL a Chile. Esta licitación internacional finalizará durante diciembre del 2005.
- Se promulgó en Argentina la Resolución SE 752 que define el esquema de ofertas irrevocables de compras de gas para el mercado doméstico argentino con un precio máximo equivalente al export parity price (1,7 US\$/MMBTU). Estas operaciones podrían originar mayores cortes de gas para Chile
- El día 19 de mayo se promulgó en el Diario Oficial la Ley 20.018 donde se amplía la aplicación de la banda de precios de clientes libres para el cálculo del Precio de Nudo (puede llegar a un 30%), se aumenta el techo del precio de las licitaciones de largo plazo de las EEDD, se posibilita a las empresas generadoras pactar reducciones de consumo con clientes cuyo consumo es inferior a 500 kW y se incentiva el desarrollo de energías renovables. La aplicación de esta ley tendrá efectos positivos inmediatos para las empresas generadoras, pues las ventas a las EEDD sin contrato se harán a Costo Marginal en lugar de Precio de Nudo.
- El día 16 de junio de 2005 se promulgó en el Diario Oficial la Modificación del Código de Aguas. La normativa fija el pago de una patente por el no uso del agua y promueve un acceso competitivo a su aprovechamiento, debido a que son rematadas cuando hay más de una solicitud por este derecho. Este cobro comenzará a partir del 1 de enero de 2006. Debido al interés hidroeléctrico de la zona, quedan excluidas la

localidad de Palena en la X Región, XI y XII Región, donde regirá en 7 años más (2013).

COLOMBIA

- Con autorización de la asamblea de accionistas del año pasado, la compañía Interconexión Eléctrica S.A. prepara la creación de una nueva filial que, a partir del Centro Nacional de Despachos, asumirá la planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la administración del Sistema de Intercambios y Comercialización de energía en el mercado mayorista.
- UPME abrió la convocatoria para la construcción de la ampliación a 500MW de la línea de interconexión con Ecuador. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. resultó ganadora y se estima que las obras estarán concluidas en el primer trimestre del año 2007, con una inversión total de US\$ 41,5 millones.
- El gobierno ha dado señales a través del Ministerio de Minas y Energía, en el sentido de dar prioridad a concretar un nuevo esquema para el Cargo por Capacidad. Sin embargo, aunque la CREG ha establecido cronogramas de trabajo y se mantienen intercambios de conceptos entre los agentes, aun no se llega a un resultado. Aunque la CREG puede tomarse más plazo y emitir la nueva resolución durante el año 2006, se mantiene la incertidumbre en el sector de generación frente al desarrollo futuro.

PERÚ

- Las nuevas tarifas en barra entraron en vigencia a partir del primer día hábil de mayo. Estas son de US\$ 29,66/MWh para energía y US\$ 5,04/KW-mes para potencia. Esto significa un precio monómico de 38,4 US\$/MWh que implica una reducción de 0,3% con relación a la fijación tarifaria de noviembre 2004. Desde el 4 de junio las tarifas sufrieron un reajuste al alza por efecto de aplicar factores de indexación según la normativa vigente, llegando a un precio monómico de 40,3 US\$/MWh, que corresponde a un alza de 4,9%.

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

enero-septiembre 2005 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	Chile
Total generación de energía	8.162,5	1.513,0	2.709,6	1.125,5	13.510,6	267,0	13.777,6
Generación hidroeléctrica	6.896,4	1.513,0	2.709,6	-	11.119,0	-	11.119,0
Generación térmica	1.266,1	-	-	1.125,5	2.391,6	267,0	2.658,6
Compras de energía	5.108,8	97,4	-	971,8	1.133,1	432,4	1.565,5
Compras a empresas generadoras relacionadas	4.405,6	97,4	-	542,0	5.044,9	-	5.044,9
Compras a otros generadores	690,3	-	-	-	690,3	-	690,3
Compras en el spot	12,9	-	-	429,9	442,8	432,4	875,1
Pérdidas de transmisión y consumos propios	176,0	12,4	26,6	4,7	219,7	2,8	222,5
Total ventas de energía	13.095,3	1.598,0	2.683,0	2.092,6	14.424,4	696,6	15.120,9
Ventas a precios regulados	4.604,5	-	85,0	86,1	4.775,6	-	4.775,6
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	3.168,7	-	-	-	3.168,7	-	3.168,7
Ventas a precios no regulados	2.237,7	0,2	84,6	527,7	2.850,2	696,6	3.546,8
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	2.443,4	-	1.094,8	91,6	3.629,8	-	3.629,8
Ventas a empresas generadoras relacionadas	641,1	1.597,8	1.418,6	1.387,1	5.044,6	-	5.044,6
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	27.823,5	27.823,5	27.823,5	27.823,5	27.823,5	8.925,8	36.749,3
Participación sobre las ventas (%)	45%	0%	5%	3%	52%	8%	41%

enero-septiembre 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	Chile
Total generación de energía	6.303,0	1.005,0	2.414,0	2.049,0	11.771,0	315,0	12.086,0
Generación hidroeléctrica	5.259,0	1.005,0	2.414,0	-	8.678,0	-	8.678,0
Generación térmica	1.044,0	-	-	2.049,0	3.093,0	315,0	3.408,0
Compras de energía	4.979,0	232,0	-	63,0	915,0	433,0	1.348,0
Compras a empresas generadoras relacionadas	4.127,0	232,0	-	-	4.359,0	-	4.359,0
Compras a otros generadores	847,0	-	-	-	847,0	-	847,0
Compras en el spot	5,0	-	-	63,0	68,0	433,0	501,0
Pérdidas de transmisión y consumos propios	129,0	10,0	22,0	10,0	171,0	3,0	174,0
Total ventas de energía	11.153,0	1.227,0	2.392,0	2.102,0	12.515,0	745,0	13.260,0
Ventas a precios regulados	4.175,0	-	41,0	42,0	4.258,0	-	4.258,0
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	3.585,0	-	-	-	3.585,0	-	3.585,0
Ventas a precios no regulados	2.353,0	-	82,0	499,0	2.934,0	745,0	3.679,0
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	808,0	-	850,0	80,0	1.738,0	-	1.738,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	232,0	1.227,0	1.419,0	1.481,0	4.359,0	-	4.359,0
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	25.795,2	25.795,2	25.795,2	25.795,2	25.795,2	8.302,1	34.097,3
Participación sobre las ventas (%)	42%	0%	4%	2%	49%	9%	39%

2) CHILE Y OTROS MERCADOS

enero-septiembre de 2005 (GWh)	Costanera	Chocón	Cachoeira	Betania	Emgesa	Edegel	Chile
Total generación de energía	6.662,6	2.848,9	2.644,8	1.569,9	7.285,3	3.306,5	13.777,6
Generación hidroeléctrica	-	2.848,9	2.644,8	1.569,9	7.098,7	3.010,7	11.119,0
Generación térmica	6.662,6	-	-	-	186,6	295,8	2.658,6
Compras de energía	73,9	139,1	252,7	472,6	2.024,5	203,6	1.565,5
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	5.044,9
Compras a otros generadores	-	-	-	-	77,9	100,4	690,3
Compras en el spot	73,9	139,1	252,7	472,6	1.946,6	103,3	875,1
Pérdidas de transmisión y consumos propios	-	-	-	(0,2)	62,0	38,4	222,5
Total ventas de energía	6.683,0	2.988,0	2.897,5	2.042,7	9.233,1	3.471,7	15.120,9
Ventas a precios regulados	-	-	1.928,8	299,4	1.790,1	713,6	4.775,6
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	-	-	-	848,4	2.162,8	793,1	3.168,7
Ventas a precios no regulados	507,7	543,1	664,1	-	2.272,1	1.307,5	3.546,8
Ventas internas a precios no regulados	485,1	317,4	-	-	-	-	-
Ventas al spot	5.690,2	2.127,4	304,6	895,0	3.008,0	657,5	3.629,8
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	5.044,6
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	65.671,0	65.671,0	250.777,9	51.122,4	51.122,4	14.432,2	36.749,3
Participación sobre las ventas (%)	10,2%	4,5%	1,2%	4,0%	18,1%	24,1%	41,1%

enero-septiembre de 2004 (GWh)	Costanera	Chocón	Cachoeira	Betania	Emgesa	Edegel	Chile
Total generación de energía	5.738,1	2.736,6	2.394,2	1.415,2	7.603,3	3.067,6	12.086,0
Generación hidroeléctrica	-	2.736,6	2.394,2	1.415,2	7.548,7	2.825,0	8.678,0
Generación térmica	5.738,1	-	-	-	54,7	242,5	3.408,0
Compras de energía	95,4	118,0	420,5	535,3	2.141,7	192,8	1.348,0
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	4.359,0
Compras a otros generadores	-	-	-	-	113,7	89,3	847,0
Compras en el spot	95,4	118,0	420,5	535,3	2.027,9	103,5	501,0
Pérdidas de transmisión y consumos propios	-	-	-	-	65,1	34,5	174,0
Total ventas de energía	5.833,6	2.854,6	2.814,7	1.950,9	9.679,9	3.225,8	13.260,0
Ventas a precios regulados	-	-	2.215,5	264,3	1.580,3	359,6	4.258,0
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	-	-	-	660,0	2.636,7	811,2	3.585,0
Ventas a precios no regulados	372,6	468,0	267,5	-	2.184,3	1.307,6	3.679,0
Ventas internas a precios no regulados	226,7	232,2	-	-	-	-	-
Ventas al spot	5.234,3	2.154,4	331,7	1.026,5	3.278,6	747,4	1.738,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	4.359,0
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	62.164,0	62.164,0	239.816,0	48.195,9	48.195,9	13.805,7	34.097,3
Participación sobre las ventas (%)	9,4%	4,6%	1,2%	4,0%	20,1%	23,4%	38,9%

F. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

ARGENTINA

- Riesgo hidrológico: Los aportes hidráulicos fueron mejorando paulatinamente pasando de niveles de 30% por debajo de la media hidrológica en abril, a tener superávit de un 50% en junio. En particular, la variación en el río Uruguay (Central Salto Grande) fue de -25% en abril a +133% en junio c/r a la media histórica. En el tercer trimestre, los caudales afluentes de la cuenca fueron bajos (-15% respecto de la media) pero se normalizaron hacia fines de septiembre (6% superior al promedio). Durante el tercer trimestre, Yacyretá contó con aportes apenas superiores a los históricos, mientras que la cuenca del Comahue, los caudales partieron altos (50 % por encima de la media) y terminaron aproximadamente en el promedio.
- Precio de los combustibles: El alza de precios de gas boca de pozo que según la Res208/2004 estaba fijada para el mes de mayo fue habilitada para ser trasferida a precios del MEM a partir del 25 de julio de 2005. Queda pendiente la aplicación del cuarto y último escalón que debía aplicarse en el mes de julio según la Res 208/2004.
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 se incrementó en 5,6 % en enero-septiembre de 2005 en relación a igual período del año anterior.

BRASIL

- Riesgo hidrológico: Los aportes hidráulicos en la región Sur mejoraron en la segunda mitad de mayo, incrementando el nivel de almacenamiento de 40% en abril a 60% en mayo y a 90% en junio. Desde junio a septiembre los aportes se mantuvieron prácticamente constantes, con una variación del volumen de 93% a 95% entre estos meses. En el Sudeste, debido al período seco, los niveles de almacenamiento de los embalses se redujeron de 83% en junio a 65% en septiembre.
- Precio de los combustibles: No es relevante el precio de los combustibles.
- Variación de demanda: La demanda se incrementó en 4,7 % en enero-septiembre de 2005 en relación a igual período del año anterior.

CHILE

- Riesgo hidrológico: A septiembre, la probabilidad de excedencia de precipitaciones acumuladas en el año hidrológico alcanza a 26,4%, que representó una hidrología húmeda en el sistema.
- A partir de enero de este año se han aplicado restricciones adicionales al suministro de gas natural de la zona centro-sur del país. En tanto, en el norte de Chile, se mantienen las restricciones de gas, afectando a la central Taltal por 0,9 MMm3/d. No obstante lo anterior, para el tercer trimestre del año, el bajo despacho económico de San Isidro y Tal Tal dada la alta hidraulicidad presente en el SIC, no ha hecho necesaria la total utilización del volumen disponible de los contratos de gas, por lo que éstas restricciones no han afectado la operación normal de las centrales.
- Variación de demanda: La demanda se incrementó en 4,4 % en el SIC y 2,9 % en el SING en el período enero-septiembre de 2005 en relación a igual período del año anterior.

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 septiembre del año 2005 han sido de 97% del promedio. Sin embargo, durante agosto y parte de septiembre se presentaron caudales extremadamente bajos, que llevaron el precio de Bolsa por sobre los 90 pesos colombianos/MWh. Sin embargo, para Guavio y Betania han sido en general inferiores a la media durante el período enero-septiembre, situándose en una condición de 77% y 73% de probabilidad de excedencia respectivamente (condición semi-seca 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 carbón, por lo que un incremento en el precio de este combustible afectaría los costos de producción de esta central. Sin embargo, dada la condición hidrológica actual la operación por mérito de estas centrales ha sido baja.
- **Variación de demanda:** La demanda se incrementó en 3,8 % en enero-septiembre de 2005 en relación a igual período del 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 las cuencas de los ríos Rimac, Tulumayo, Tarma y Junín-Mantaro corresponden a una categoría seca (probabilidad de excedencia mayor al 79%) salvo el caso del primero, en que se tiene una categoría semi-seca (probabilidad de excedencia de 67%).
- **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 y el valor de los contratos firmados disminuye.
- **Variación de demanda:** La demanda se incrementó en 4,5 % en enero-septiembre de 2005 en relación a igual período del 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. En el caso de Argentina, los flujos provenientes de los contratos de exportación de energía y de potencia con Brasil están indexados al dólar, lo que reduce la exposición al riesgo cambiario en este país.

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 30 de septiembre de 2005, la empresa en términos consolidados tiene cubierto en Chile, mediante contratos forwards dólar-peso, un monto de US\$ 74 millones, comparado con igual fecha del año anterior donde no existía cobertura mediante estos contratos. Esta variación se debe principalmente al aumento del descalce contable.

En términos de riesgo de tasa de interés, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 92 % / 8 % fijo / variable al 30 de septiembre de 2005. El porcentaje de deuda en tasa fija ha aumentado levemente si se compara con la relación 90% / 10 % de deuda fija / variable que se tenía a igual fecha del año anterior, lo que ha permitido minimizar el riesgo de las fluctuaciones en las tasas de interés.