

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.**  
**(ENDESA)**

**ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS**

**CONSOLIDADOS**

**AI 31 DE MARZO DE 2005**

**A) RESUMEN**

La utilidad neta de ENDESA en el primer trimestre de 2005 alcanzó a M\$ 16.073.344, lo que representa un mejoramiento importante respecto a los M\$ 8.210.096 registrada en el primer trimestre de 2004. Este mejor resultado se explica principalmente por un importante mayor resultado operacional consolidado derivado del buen comportamiento de nuestro negocio en Chile y en el extranjero, y de la entrada en operación comercial de importantes inversiones, principalmente Ralco.

Cabe indicar que el resultado operacional más depreciación y amortización de Endesa Consolidada (EBITDA) alcanzó M\$ 153.395.223 en el primer trimestre de 2005, equivalente a un 15 % de incremento en su valor real en pesos chilenos con respecto al primer trimestre de 2004. La distribución del EBITDA por país, ajustado por su participación, muestra que Chile contribuye con un 56,9 %, Colombia con un 13,8 %, Brasil con un 7,3 %, Perú con un 8,6 % y Argentina con un 13,5 %. La deuda neta consolidada se redujo en M\$ 259.857.882 en el primer trimestre de 2005 con relación al primer trimestre del año anterior. En el primer trimestre de 2005 el monto de inversiones alcanzó US\$ 23,3 millones.

Los principales elementos relevantes que se pueden destacar en este primer trimestre del año 2005 son los siguientes:

- El fuerte incremento en los resultados operacionales en Chile, Argentina, Colombia y Brasil, y una leve disminución en Perú.
- La fuerte importancia de Ralco en el primer trimestre del año 2005, en un escenario de crecimiento de la demanda y escasez de gas natural, y que ha sido en gran medida el soporte de la generación en el SIC.
- Una política comercial consistente con el mix de generación de la compañía y las condiciones del mercado, privilegiando el no encontrarse sobre contratada bajo ningún escenario, y ser vendedora en el mercado spot.
- Un alto precio en el mercado spot chileno, y tendencia al alza de los precios de nudo, como también mayores precios spot en Argentina y Brasil.
- El proyecto de modificación de la Ley Eléctrica chilena que tiene por objeto entregar señales adecuadas para incentivar inversiones en generación, en el sentido de permitir licitaciones a precios fijos de largo plazo con distribuidoras.

El resultado de explotación del primer trimestre de 2005 de M\$ 106.094.254 es un 15,7 % superior a los M\$ 91.702.971 obtenido en el primer trimestre de 2004. Esta alza en el resultado de explotación se debe al aumento de M\$ 15.471.961 en los resultados operacionales en Chile y en nuestras filiales en Argentina, Brasil y Colombia, compensado en parte por M\$ 1.080.678 de menor resultado operacional en Perú.

Analizado por ítem, los ingresos de explotación consolidados a marzo del año 2005 aumentan en 14,6 % con respecto al primer trimestre del año 2004, equivalente a M\$ 36.183.409, mientras que los gastos variables en combustibles aumentaron en M\$ 13.720.598, y los gastos en compras de energía, peaje y transporte de energía y otros costos variables crecieron M\$ 3.479.955 y los costos de depreciación, amortización y otros costos fijos crecieron en M\$ 3.195.307. Asimismo, los gastos de administración y ventas aumentaron en M\$ 1.396.266.

En Chile, el resultado de explotación del primer trimestre de 2005 alcanzó a M\$ 37.831.828, lo que significó un aumento de un 11,2 % con respecto al mismo período del año 2004, producto de un aumento de un 12,3 % en los ingresos operacionales y un aumento de un 13,7 % de los costos de explotación y una disminución de un 2,6 % en los gastos de administración y ventas. Los ingresos aumentan en M\$ 13.572.235 producto de un crecimiento de 7,2 % en las ventas físicas, principalmente ventas en el mercado spot, que por la escasez de gas natural derivó en un incremento de los precios medios de venta de la compañía. Asimismo, los costos de explotación que se incrementan en M\$ 9.869.747 aumentan por un incremento de 59,7 % en los gastos en combustible, compras de energía y otros costos variables por M\$ 7.726.039 y por M\$ 3.894.981 en mayor depreciación, amortización y otros costos fijos los cuales fueron en parte compensados por menores peajes por M\$ 1.751.274, y menor por gasto de administración y venta de M\$ 115.624.

En Argentina, el resultado de explotación del primer trimestre de 2005 alcanzó a M\$ 13.579.952, incrementándose en un 45,2 % respecto al registrado en el primer trimestre de 2004, en que llegó a M\$ 9.349.926. El mejor resultado en Argentina se debe principalmente a mayores ventas físicas y mejores precios promedios de venta en el mercado argentino, principalmente en el mercado spot. El resultado operacional proveniente de Central Costanera se incrementó en M\$ 1.815.242, alcanzando M\$ 11.475.492, como consecuencia de mayores ventas de energía colocadas en el mercado spot en ese país. Cabe indicar que los bajos precios de la energía en el sur de Brasil, producto de la alta hidrología en esa zona, significaron una escasa convocatoria de la línea de interconexión CIEN en el primer trimestre de 2005; sin embargo, a partir del 19 de marzo se han producido convocatorias que está obligando a Costanera a suministrar energía con producción a petróleo y que afecta negativamente los resultados de la compañía. Costanera en el primer trimestre registró ingresos por concepto de ventas de potencia a la interconexión de acuerdo a lo establecido en los contratos vigentes. El resultado operacional proveniente de El Chocón se incrementó en M\$ 2.414.783, consecuente con la hidrología de la zona del Comahue durante el primer trimestre del año y los mejores precios spot antes señalados.

En Brasil, Cachoeira Dourada registró una utilidad operacional de M\$ 3.629.835 para el período enero-marzo de 2005, comparado con una pérdida de M\$ 220.490 durante el mismo período del año 2004. Producto de la mejor hidrología en la zona Sudeste Centro hubo un mejor mix de producción con mayor generación de 224 GWh y menores compras. Las ventas monetarias aumentan en un 74 %, equivalente a M\$ 5.198.015, que incluyen mayores precios comparados con el primer trimestre del año anterior. Cabe indicar que Cachoeira Dourada obtuvo a principios de abril contratos por 133 MW en la última licitación para abastecer compañías eléctricas del Sudeste brasileño. Estos contratos se hacen efectivos por 8 años a partir de 2008 a un precio referencial de 83,48 reales por MWh, valor por encima de las licitaciones brasileñas anteriores.

En Colombia, el resultado de explotación del primer trimestre de 2005 aumentó en 11,9 %, alcanzando a M\$ 33.688.631, producto de mejores resultados de Emgesa y Betania. Los ingresos por ventas de energía aumentaron en un 8 % principalmente como consecuencia de aumentos en los precios medios de venta de energía y la buena hidrología general, aún cuando en la zona nororiente que afecta a Emgesa ha habido una baja en la hidráulidad en marzo del presente, compensada por una mejor hidráulidad en la zona que afecta a Betania. Lo anterior ha permitido además la reducción en los costos por compras de energía en el primer trimestre del año 2005 comparado con el período homólogo del año 2004.

En Perú, el resultado de explotación de Edegel del primer trimestre de 2005 disminuyó en 5,9 %, alcanzando M\$ 17.364.008. El menor resultado se explica por menores ingresos operacionales de M\$ 2.743.112 producto de menores precios medios de venta derivados de la mejoría en la hidrología en el país compensado en parte por menores compras de combustible y compras de energía, y mayores peajes y costos de transporte. Lo anterior da un resultado operacional que disminuye en M\$ 1.080.678 comparado con el primer trimestre del año 2004.

El resultado fuera de explotación del primer trimestre de 2005 alcanzó una pérdida de M\$ 53.831.430, comparado con los M\$ 54.984.916 negativos del primer trimestre de 2004, lo significa un mejoramiento de un 2,1 %. La menor pérdida se explica principalmente por M\$ 5.189.501 de mejor resultado neto por otros ingresos y egresos fuera de la explotación; por M\$ 2.645.231 de menor gasto financiero neto, compensada por M\$ 4.452.919 de mayores pérdidas por diferencias de cambio, por M\$ 1.534.797 de menor resultado por corrección monetaria y por M\$ 718.297 de menores resultados netos en inversiones en empresas relacionadas.

En cuanto a los otros ingresos y egresos fuera de explotación, la mayor utilidad neta de M\$ 5.189.501 se explica fundamentalmente por el ajuste por conversión Boletín Técnico N°64 de nuestras filiales en el extranjero, debido principalmente a que el peso colombiano se apreció en un 0,56 % en el primer trimestre de 2005 comparado con la apreciación del 3,6 % experimentada en el primer trimestre de 2004.

En cuanto al menor gasto financiero neto, son importantes los mayores saldos en caja que incrementan los ingresos financieros en M\$ 1.817.366, y también la disminución de los gastos financieros en M\$ 827.865 derivado de un menor endeudamiento.

Las mayores pérdidas por diferencias de cambio se explican por el 5,1 % de depreciación del peso chileno respecto del dólar en el primer trimestre de 2005, en comparación con el primer trimestre del año 2004 en que dicha moneda se depreció en un 3,8 %.

El menor resultado en inversiones en empresas relacionadas se explica básicamente por menores resultados netos devengados de nuestra coligada brasileña CIEN e Inversiones Gasatacama Holding Ltda.

## **Inversiones:**

### **Proyecto Palmucho en Chile**

Consiste en una central hidroeléctrica de pasada, de 32 MW y que aprovechará el caudal ecológico de la central Ralco.

La inversión prevista alcanza los US\$ 32 millones y su puesta en servicio está programada para el segundo semestre de 2007. Actualmente, se está desarrollando la ingeniería y las licitaciones necesarias, y cuenta con los permisos medioambientales.

### **Rehabilitación Central Callahuanca en Perú**

La central Callahuanca es una planta hidroeléctrica de pasada, con cuatro unidades de 75 MW en total. El proyecto de rehabilitación consiste en la modernización de tres unidades, lo que permitirá mejorar su eficiencia y aumentar su potencia máxima en 7,5 MW, es decir en un 10 %.

La inversión prevista es de aproximadamente US\$ 14 millones y su finalización está programada para marzo de 2006.

### **Reconversión a Gas Central Santa Rosa en Perú**

El proyecto consiste en la conversión a gas natural de la unidad Westinghouse de la Central Santa Rosa, de la filial Edegel, para transformarla en una unidad dual, es decir que podrá usar como combustible gas natural o diesel.

El proyecto cuenta con todos los permisos de construcción y ambientales. La inversión alcanza a 5,6 millones de dólares y su puesta en servicio en condición dual, gas natural/diesel, está prevista para fines de mayo de 2005 y supone un incremento de la potencia de la unidad utilizando gas natural de 3,2 MW sobre los 127 MW actuales.

### **Estudios de Ampliación de Central San Isidro en Chile**

Este proyecto utilizaría como combustible gas natural, o gas proveniente en su caso de la planta de gas natural líquido (GNL) ubicada en Quintero y su desarrollo está siendo liderado por ENAP. En caso que este proyecto resulte viable, la compañía está estudiando la ampliación de la central San Isidro.

El proyecto consiste en construir y poner en servicio una unidad de ciclo combinado de 370 MW de potencia, con un potencial aproximado de generación anual de 3.000 GWh, energía que se inyectará al Sistema Interconectado Central (SIC). La inversión para desarrollar este proyecto se estima en US\$ 200 millones.

El 16 de agosto de 2004, la Comisión Regional de Medio Ambiente de la V Región aprobó favorablemente el estudio de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto.

### **Tarifas**

En el Informe Técnico Definitivo de fijación de precios de nudo en el Sistema Interconectado Central (SIC) hecho llegar por la CNE a las empresas eléctricas con fecha 18 de abril de 2005, se define un precio monómico de \$26,63 por KWh, valor que fue ajustado a la banda de precios medios libres, es decir un 2,5 % superior a la fijación de precios de octubre de 2004. Considerando un tipo de cambio de \$ 586,48 por dólar definido en el mismo informe, el precio monómico alcanzó a US\$ 45,40 por MWh, un aumento de 7,7 % respecto a la fijación anterior. Esta tarifa, que corresponde al nudo Alto Jahuel, será aplicable a contar del 1 de mayo hasta octubre de 2005.

Cabe indicar que el precio resultante aún cuando corresponde a la banda del promedio de los precios libres, no refleja el costo real del sistema, el cual considera contratos en un escenario con gas natural. Esta situación se ve más claramente en el Informe Técnico Definitivo, el cual considera precios de nudo teóricos sobre los US\$ 100 por MWh en el nudo Alto Jahuel, debido a las restricciones de gas natural desde Argentina y al alto costo de combustibles alternativos.

### **Sostenibilidad**

Durante este trimestre, la empresa completó el 100 % de sus filiales sudamericanas de generación (Argentina, Brasil Colombia, Chile y Perú) adheridas al Pacto Mundial de Naciones Unidas, directriz internacional de carácter voluntaria que impulsa el respeto a los derechos humanos y laborales, el compromiso con la preservación del medio ambiente y la aplicación de prácticas contra la corrupción en los negocios.

Endesa editó su tercer Informe de Sostenibilidad, que contiene la descripción de sus actuaciones desarrolladas durante 2004 en los ámbitos económico, ambiental y social, incluyendo sus indicadores de desempeño en cada área, con información de todas sus filiales sudamericanas de generación. Comprende, además, la presentación de sus preceptos en Gobierno Corporativo y un balance de los logros conseguidos con la aplicación de su política y estrategia de sostenibilidad. El informe está elaborado siguiendo las pautas del Global Reporting Initiative, permitiendo así la comparación de la empresa con sus pares de la región.

### **Conclusión**

En resumen, el primer trimestre del año 2005 ha sido un trimestre en que la compañía ha demostrado su gran fortaleza frente a situaciones que afectan gravemente al sector, con importantes utilidades, 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, de la incertidumbre a esta fecha, del comportamiento que pueda tener el año hidrológico que recién comienza 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 que estas situaciones pueden provocar.

## B) RESULTADOS

(Miles de Pesos)	enero-dic. 2004	enero-marzo 2004	enero-marzo 2005	Variac. % enero-marzo 2005/2004	Variac. ABSOLUTA marzo 2005/2004
Ingresos de Explotación	1.024.400.788	248.682.770	284.866.179	14,6 %	36.183.409
Ventas Energía	996.347.900	241.990.485	278.989.983	15,3 %	36.999.498
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	28.052.888	6.692.285	5.876.196	(12,2 %)	(816.089)
Costo de Explotación	(624.157.896)	(148.477.967)	(168.873.827)	(13,7 %)	(20.395.860)
Costos Variables	(400.534.521)	(91.101.858)	(108.302.411)	(18,9 %)	(17.200.553)
Combustible	(118.256.463)	(22.770.789)	(36.491.387)	(60,3 %)	(13.720.598)
Compras Energía y Potencia	(101.484.113)	(21.303.274)	(20.932.867)	1,7 %	370.407
Peaje y transporte de energía	(142.054.922)	(37.633.017)	(38.885.990)	(3,3 %)	(1.252.973)
Otros C.V.	(38.739.023)	(9.394.778)	(11.992.167)	(27,6 %)	(2.597.389)
Depreciación	(168.249.234)	(44.117.253)	(46.820.400)	(6,1 %)	(2.703.147)
Costos Fijos	(55.374.141)	(13.258.856)	(13.751.016)	(3,7 %)	(492.160)
Gastos de Adm. y Ventas	(34.169.924)	(8.501.832)	(9.898.098)	(16,4 %)	(1.396.266)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>366.072.968</b>	<b>91.702.971</b>	<b>106.094.254</b>	<b>15,7 %</b>	<b>14.391.283</b>
Ingresos Financieros	14.792.819	4.003.255	5.820.621	45,4 %	1.817.366
Utilidad Inv. empresas relacionadas	19.135.049	6.602.182	5.895.422	(10,7 %)	(706.760)
Otros Ingresos Fuera de Expl.	50.831.908	6.239.917	13.040.407	109,0 %	6.800.490
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(85.650)	(13.199)	(24.736)	(87,4 %)	(11.537)
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.451.799)	(407.205)	(382.438)	6,1 %	24.767
Gastos Financieros	(191.017.640)	(52.322.059)	(51.494.194)	1,6 %	827.865
Otros Egresos Fuera de Expl.	(78.651.650)	(18.594.990)	(20.205.979)	(8,7 %)	(1.610.989)
Corrección Monetaria	2.193.651	(347.191)	(1.881.988)	(442,1 %)	(1.534.797)
Diferencia de Cambio	20.465.266	(145.626)	(4.598.545)	(3057,8 %)	(4.452.919)
<b>Resultado Fuera de Explotación</b>	<b>(163.788.046)</b>	<b>(54.984.916)</b>	<b>(53.831.430)</b>	<b>2,1 %</b>	<b>1.153.486</b>
Impuesto a la Renta	(92.679.380)	(27.557.399)	(25.320.891)	8,1 %	2.236.508
Ítemes extraordinarios	-	-	-	-	-
Interés Minoritario	(42.459.858)	(5.346.958)	(15.211.212)	(184,5 %)	(9.864.254)
Amortización Mayor Valor de Inv.	15.972.761	4.396.398	4.342.623	(1,2 %)	(53.775)
<b>Utilidad (Pérdida) del Ejercicio</b>	<b>83.118.445</b>	<b>8.210.096</b>	<b>16.073.344</b>	<b>95,8 %</b>	<b>7.863.248</b>
R.A.I.I.D.A.I.E ( 1 )	591.998.076	146.141.457	158.271.376	8,3 %	12.129.919
Cobertura de gastos financieros ( 2 )	3,10	2,79	3,07	10,0 %	0,28

(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 incorporan todas las filiales en Chile. Asimismo, incorporan las filiales argentinas Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central 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.

**Resultado Fuera de Explotación:** El resultado fuera de explotación del primer trimestre de 2005 alcanzó una pérdida de M\$ 53.831.430, comparado con los M\$ 54.984.916 negativos del primer trimestre de 2004, lo significa un mejoramiento de un 2,1 %. La menor pérdida se explica principalmente por M\$ 5.189.501 de mejor resultado neto por otros ingresos y egresos fuera de la explotación; por M\$ 2.645.231 de menor gasto financiero neto, compensada por M\$ 4.452.919 de mayores pérdidas por diferencias de cambio, por M\$ 1.534.797 de menor resultado por corrección monetaria y por M\$ 718.297 de menores resultados netos en inversiones en empresas relacionadas.

**Resultado neto por inversión en empresas relacionadas:** En cuanto al menor resultado en inversiones en empresas relacionadas de M\$ 718.297, esto se explica básicamente por los menores resultados netos devengados de la coligada brasileña Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) y de la coligada chilena Inversiones Gasatacama Holding Ltda.

**Gastos Financieros netos de ingresos financieros:** En cuanto al menor gasto financiero neto, son importantes los mayores saldos en caja que incrementan los ingresos financieros en M\$ 1.817.366, y también la disminución de los gastos financieros en M\$ 827.865 derivado de un menor endeudamiento.

**Corrección monetaria:** La mayor pérdida por corrección monetaria de M\$ 1.534.797, alcanzando M\$ 1.881.988 en el primer trimestre de 2005 comparado con M\$ 347.191 del primer trimestre de 2004 es principalmente el resultado de la mayor tasa de deflación en Chile, del primer trimestre de 2005 respecto del primer trimestre de 2004, aplicado a los activos chilenos.

**Diferencias de cambio:** Las mayores pérdidas por diferencias de cambio de M\$ 4.452.919 se explican por el 5,1 % de depreciación del peso chileno respecto del dólar en el primer trimestre de 2005, en comparación con el primer trimestre del año 2004 en que dicha moneda se depreció en un 3,8 %.

**Otros ingresos y egresos netos fuera de explotación:** Los mayores otros ingresos netos de egresos de M\$5.189.501 son explicados principalmente por menores pérdidas de M\$ 7.022.610 provenientes del ajuste de conversión a normas chilenas de la aplicación del Boletín Técnico N° 64, básicamente de las filiales colombianas. La provisión de pérdida neta por Reliquidación de Energía y Potencia de ejercicios anteriores se incrementó en M\$ 568.682 en el primer trimestre de 2005 en relación al primer trimestre de 2004.

**Impuesto a la renta:** Con relación a los impuestos, éstos registraron una disminución de M\$ 2.236.508 en el primer trimestre de 2005 comparado con el año primer trimestre de 2004. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó M\$ 25.320.891, compuesto por un gasto de M\$ 17.240.110 en impuesto a la renta, que acumula un aumento con respecto al primer trimestre del año 2004 ascendente a M\$ 3.334.632, asociado a los mejores resultados tributables del primer trimestre de 2005 con respecto al primer trimestre de 2004 y M\$ 8.080.781 por impuestos diferidos, que representa una disminución de M\$ 5.571.140 con respecto al primer trimestre del año 2004. El menor gasto en impuestos diferidos con respecto al primer trimestre de 2004 es producto de mejores resultados de las compañías con la consiguiente reducción de la pérdida tributaria.

**DESGLOSE DE INGRESOS Y COSTOS DE EXPLOTACIÓN:**

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

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación		Costo Explotación		Gastos Adm. y Ventas		Resultado Operacional	
	enero - marzo	enero - marzo	enero - marzo	enero - marzo	enero - marzo	enero - marzo	enero - marzo	enero - marzo
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
ARGENTINA	33.435.083	48.589.416	(23.433.767)	(34.370.214)	(651.389)	(639.250)	9.349.926	13.579.952
COLOMBIA	62.604.670	67.606.608	(31.556.548)	(33.006.855)	(932.988)	(911.122)	30.115.134	33.688.631
BRASIL	7.028.586	12.226.601	(6.911.413)	(6.775.109)	(337.664)	(1.821.657)	(220.490)	3.629.835
PERU	34.863.588	32.120.476	(14.322.038)	(12.597.702)	(2.096.864)	(2.158.766)	18.444.686	17.364.008
CHILE	110.750.843	124.323.078	(72.254.200)	(82.123.947)	(4.482.927)	(4.367.303)	34.013.715	37.831.828
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>248.682.770</b>	<b>284.866.179</b>	<b>(148.477.967)</b>	<b>(168.873.827)</b>	<b>(8.501.832)</b>	<b>(9.898.098)</b>	<b>91.702.971</b>	<b>106.094.254</b>

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación			
	enero - marzo	% Ingresos	enero - marzo	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	5.775.574	2,3%	8.759.067	3,1%
COSTANERA (ARGENTINA)	27.659.508	11,1%	39.830.349	14,0%
BETANIA (COLOMBIA)	5.507.876	2,2%	7.922.020	2,8%
EMGESA (COLOMBIA)	57.096.795	23,0%	59.684.588	21,0%
CACHOEIRA (BRASIL)	7.028.586	2,8%	12.226.601	4,3%
EDEGEL (PERÚ)	34.863.588	14,0%	32.120.476	11,3%
NACIONAL ( * )	110.750.843	44,5%	124.323.078	43,6%
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>248.682.770</b>	<b>100,0%</b>	<b>284.866.179</b>	<b>100,0%</b>

(MILES DE PESOS)	Costo Explotación			
	enero - marzo	% Ingresos	enero - marzo	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	(5.956.754)	4,0%	(6.491.718)	3,8%
COSTANERA (ARGENTINA)	(17.477.014)	11,8%	(27.878.496)	16,5%
BETANIA (COLOMBIA)	(3.360.895)	2,3%	(3.667.922)	2,2%
EMGESA (COLOMBIA)	(28.195.653)	19,0%	(29.338.933)	17,4%
CACHOEIRA (BRASIL)	(6.911.413)	4,7%	(6.775.109)	4,0%
EDEGEL (PERÚ)	(14.322.038)	9,6%	(12.597.702)	7,5%
NACIONAL ( * )	(72.254.200)	48,7%	(82.123.947)	48,6%
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>(148.477.967)</b>	<b>100,0%</b>	<b>(168.873.827)</b>	<b>100,0%</b>

(MILES DE PESOS)	Gastos de Administración			
	enero - marzo	% Ingresos	enero - marzo	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	(129.144)	1,5%	(162.889)	1,6%
COSTANERA (ARGENTINA)	(522.245)	6,1%	(476.361)	4,8%
BETANIA (COLOMBIA)	(83.156)	1,0%	(63.866)	0,6%
EMGESA (COLOMBIA)	(849.832)	10,0%	(847.256)	8,6%
CACHOEIRA (BRASIL)	(337.664)	4,0%	(1.821.657)	18,4%
EDEGEL (PERÚ)	(2.096.864)	6,2%	(2.158.766)	21,8%
NACIONAL ( * )	(4.482.927)	71,2%	(4.367.303)	44,1%
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>(8.501.832)</b>	<b>100,0%</b>	<b>(9.898.098)</b>	<b>100,0%</b>

( \* ) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.



**RENTABILIDAD:**

Indices	enero-dic. 2004	enero-marzo 2004	enero-marzo 2005	Variac. % marzo 2005/2004
Rentabilidad del patrimonio	5,41 %	0,54 %	1,04 %	90,0 %
Rentabilidad del activo	1,53 %	0,13 %	0,29 %	120,8 %
Rend. activos operacionales	7,97 %	1,74 %	2,26 %	30,0 %
Utilidad por acción ( \$ )	10,13	1,00	1,96	95,8 %
Retorno de dividendos	0,0071	-	-	

**C) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL**

(Miles de Pesos)	dic. 2004	marzo-2004	marzo-2005	Variac. % marzo 2005/2004	Var. Absoluta marzo 2005/2004
Activos Circulantes	540.368.485	550.396.162	420.993.880	(23,5 %)	(129.402.282)
Activos Fijos	4.438.768.142	4.850.289.600	4.557.651.610	(6,0 %)	(292.637.990)
Otros Activos	295.981.465	298.520.499	409.934.610	37,3 %	111.414.111
<b>Total Activos</b>	<b>5.275.118.092</b>	<b>5.699.206.261</b>	<b>5.388.580.100</b>	<b>(5,5 %)</b>	<b>(310.626.161)</b>
Pasivos Circulantes	426.321.777	521.728.943	369.106.410	(29,3 %)	(152.622.533)
Pasivos a Largo Plazo	2.174.077.347	2.398.405.988	2.338.596.901	(2,5 %)	(59.809.087)
Interes minoritario	1.118.372.171	1.261.099.990	1.093.903.113	(13,3 %)	(167.196.877)
Patrimonio	1.556.346.797	1.517.971.340	1.586.973.676	4,5 %	69.002.336
<b>Total Pasivos</b>	<b>5.275.118.092</b>	<b>5.699.206.261</b>	<b>5.388.580.100</b>	<b>(5,5 %)</b>	<b>(310.626.161)</b>

Los activos circulantes disminuyeron en M\$ 129.402.282, explicado principalmente por M\$ 131.770.175 de menores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente de la Sociedad coligada Atacama Finance Co., y disminución de deudores varios por M\$ 25.630.032, compensados por aumentos en disponibles y otros activos circulantes por M\$ 33.135.629.

La reducción de 6,0 % en los activos fijos se debe principalmente a la depreciación del primer trimestre de 2005 M\$ 46.966.348, y efecto del tipo de cambio en los activos fijos de las empresas filiales en el exterior, producto de la metodología de llevar en dólares históricos los activos no monetarios, según Boletín Técnico N° 64 en las filiales que residen en países inestables.

El aumento de 37,3% en los otros activos se explica fundamentalmente por mayores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente a la coligada Atacama Finance Co.

Los pasivos de corto plazo presentan una disminución de M\$ 152.622.533 equivalentes a un 29,3% respecto del primer trimestre de 2004, que se explica fundamentalmente por una disminución en los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas M\$ 116.061.325, y menores obligaciones con bancos e instituciones financieras. Los pasivos a largo plazo disminuyeron en M\$ 59.809.087, equivalentes a un 2,5 % de reducción respecto del primer trimestre de 2004, explicado principalmente por las menores obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo producto de la refinanciación de deuda, influyendo asimismo la apreciación del peso chileno con respecto al dólar al cierre del primer trimestre de 2005 con respecto al cierre a igual período del año anterior.

El interés minoritario disminuyó en M\$ 167.196.877 debido principalmente a la disminución de los patrimonios de las filiales extranjeras controladas en dólares bajo el Boletín Técnico N° 64.

**LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO**

(Indices)	dic. 2004	marzo-2004	marzo-2005	Variac. %
				marzo- 2005/2004
Liquidez corriente	1,27	1,05	1,14	8,6 %
Razón ácida	1,18	0,97	0,97	0,0 %
Pasivo exigible / Patrimonio	1,67	1,92	1,71	(10,9 %)
Pasivo exigible / (Patrimonio e Int.Min.)	0,97	1,05	1,01	(3,8 %)
% Deuda corto plazo	16,4	17,9	13,6	(23,7 %)
% Deuda largo plazo	83,6	82,1	86,4	5,2 %

Los indicadores de liquidez de la compañía mejoran a marzo de 2005 con respecto a marzo de 2004. El índice de liquidez corriente a marzo de 2005 alcanza a 1,14, aumentando en un 8,6% con respecto a marzo de 2004, y la razón ácida llega a 0,97, la que se compara con igual cifra a marzo de 2004. El mejoramiento en los índices de liquidez de la compañía se explica principalmente por las disminuciones de pasivos circulantes, básicamente debido a la disminución en documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas y la disminución de obligaciones con bancos e instituciones financieras.

La razón de endeudamiento a marzo de 2005 se ha reducido respecto a su valor a marzo de 2004 como consecuencia del positivo desempeño operacional de la compañía, del prepago de deuda financiera y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar a marzo de 2005 respecto de marzo 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 (Miles de Pesos)	enero-dic. 2004	enero-marzo 2004	enero-marzo 2005	Variac. % marzo- 2005/2004	Var. Absoluta marzo 2005/2004
De la Operación	250.247.314	55.134.154	42.232.962	(23,4 %)	(12.901.192)
De Financiamiento	(109.218.404)	(53.823.761)	(73.520.984)	(36,6 %)	(19.697.223)
De Inversión	(70.356.775)	(7.396.877)	(13.815.528)	(86,8 %)	(6.418.651)
Flujo Neto del periodo	70.672.135	(6.086.484)	(45.103.550)	(641,0 %)	(39.017.066)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	228.039.041	166.377.702	191.839.859	15,3 %	25.462.157

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$ 42.232.962, lo que representa una disminución de un 23,4% respecto a marzo de 2004. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del ejercicio de M\$ 16.073.344, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 48.592.575, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por (M\$ 7.671.777), variaciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por (M\$ 29.991.710), utilidades en venta de activos por M\$ 18.718 e interés minoritario por M\$ 15.211.212.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de M\$ 73.520.984, originado principalmente por pago de préstamos por M\$ 95.784.466, disminución de capital por M\$ 51.965.016 y pago de dividendos por M\$ 84.568. Lo anterior fue parcialmente compensado por obligaciones con el público por M\$ 62.833.666, obtención de préstamos por M\$ 10.609.496 y otras fuentes de financiamiento por M\$ 869.904.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de M\$ 13.815.528, que se explica principalmente por incorporaciones de activo fijo por M\$ 12.049.319, préstamos documentados a empresas relacionadas por M\$ 1.905.040, parcialmente compensados por otros ingresos de inversión por M\$ 138.831.

#### **Flujos de Caja Provenientes del Exterior**

<b>ACUMULADO A MARZO DE 2005</b>					
Miles de Pesos	Dividendos	Red.Capital	Intereses	Amort. Intercomp.	Total
Argentina	-	-	-	1.640.604	<b>1.640.604</b>
Brasil	14.379.341	-	-	-	<b>14.379.341</b>
Colombia	-	-	-	-	-
Perú	-	-	-	-	-
Coligadas	-	-	1.182.402	-	<b>1.182.402</b>
Vehículos de Inversión	-	-	15.811	-	<b>15.811</b>
<b>Total</b>	<b>14.379.341</b>	-	<b>1.198.213</b>	<b>1.640.604</b>	<b>17.218.158</b>

Las cifras en dólares han sido expresadas en pesos, utilizando el tipo de cambio de la fecha de transacción.

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

### ARGENTINA

- Los últimos días de marzo se exportó energía hacia Brasil por requerimientos de seguridad del sistema. Desde el 19 de marzo se enviaron en promedio 400 MW.

### BRASIL

- En marzo de 2005 el Ministerio de Minas y Energía emitió un documento por el que instruye a ANEEL y ONS a considerar la garantía física de generación que aportan las líneas de CIEN al mercado sur reducida a un valor cercano a 400 MW. La capacidad anteriormente reconocida era de 2.178 MW. Esta medida aplicó también para la central termoeléctrica Uruguiana, cuya garantía física cayó de 600 MW a cerca de 230 MW. La medida establece la posibilidad de recomponer la garantía física en caso que se demuestre capacidad de generación mayor.
- El 2 de abril fue realizada una segunda licitación donde se cerraron ventas a las distribuidoras por 1.325 MW-medios para el período comprendido entre el año 2008 y el 2015. Los precios medios de venta fueron de 83,1 R\$/MWh.
- Cachoeira Dourada participó en la licitación, adjudicándose un bloque de 133 MW-medios a un precio de 83,5 R\$/MWh.

### CHILE

- La Comisión Nacional Energía envió a las empresas el Informe Técnico Definitivo (ITD) de Precio de Nudo del SIC, el que contempla un precio medio en la S/E Alto Jahuel de 220 kV de 45,4 US\$/MWh (considerando la aplicación de la banda de precios de cliente libre), lo que representa un alza de 7,7 % en dólares y de 2,5 % en pesos respecto de los valores vigentes.
- El Senado aprobó el Nuevo 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 aplicarse 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, donde regirá en 7 años más (año 2013).
- El 14 de marzo de 2005 ingresó al Congreso el proyecto de modificaciones al DFL N°1 y a la ley N°18410 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que tienen el objetivo de incentivar las inversiones en generación. El proyecto, que no ha sido promulgado aún, introduce, entre otras, las siguientes modificaciones:
  - Licitaciones de suministro de largo plazo a clientes regulados, con precios estables en todo el horizonte del contrato, limitando la oferta a un precio máximo, equivalente al precio de nudo vigente al momento de la adjudicación.
  - Licitaciones de suministro a clientes regulados de corto plazo, hasta el 31 de diciembre del 2008, con un precio máximo equivalente al costo marginal del sistema.
  - Modificación de la Ley 18410 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, eliminando las interrupciones de suministro de gas e indisponibilidad de los sistemas de transmisión como causales de fuerza mayor en las faltas de seguridad y calidad que considera la SEC.

- Según un informe de la Comisión Nacional de Energía, cada central que utiliza gas natural conectada a la red de transporte TGN-TGS en Argentina deberá pagar un “cargo fideicomiso de gas” calculado para las centrales del SIC en alrededor de US\$ 925.000 anuales. Este sobrecosto fijo en pesos argentinos que se aplica a la tarifa a firme de transporte de gas se espera comenzará a aplicarse a partir de junio del presente año.
- El Gobierno argentino modificó la partida arancelaria sobre la cual se aplica el impuesto a las exportaciones de gas natural de 20%, incorporando a la base imponible el transporte hasta la frontera.

#### COLOMBIA

- Con autorización de la asamblea de accionistas del año pasado, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) 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.

#### PERÚ

- El 18 de marzo fueron prepublicadas las tarifas en barra que, de acuerdo con las nuevas normas aprobadas a fines del año 2004, serán válidas desde el 1 de mayo de 2005 hasta el 30 de abril de 2006. El valor propuesto fue de 38.6 US\$/MWh en términos monómicos, lo que representa una baja de 3% con respecto al valor vigente.

El Consejo Nacional de Medio Ambiente – CONAM, certificó que el Proyecto Callahuanca contribuye al Desarrollo Sostenible del Perú y que por lo tanto, puede participar en el mercado de carbono en el país a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) vinculado al Protocolo de Kyoto. Se estima que el Proyecto reducirá 28,000 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. En marzo se realizó la salida de la primera unidad que será repotenciada en 2,5 MW y que se espera reingrese en junio de 2005.

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

enero-marzo de 2005 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	ENDESA SIC	ENDESA SING	TOTAL CHILE
<b>Total generación de energía</b>	<b>2.672,7</b>	<b>226,8</b>	<b>716,8</b>	<b>597,1</b>	<b>4.213,4</b>	<b>88,0</b>	<b>4.301,5</b>
Generación hidroeléctrica	2.155,8	226,8	716,8	-	3.099,5	-	3.099,5
Generación térmica	516,8	-	-	597,1	1.113,9	88,0	1.202,0
<b>Compras de energía</b>	<b>1.408,2</b>	<b>39,7</b>	<b>-</b>	<b>179,6</b>	<b>239,7</b>	<b>149,0</b>	<b>388,7</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	1.168,5	39,7	-	179,6	1.387,9	-	1.387,9
Compras a otros generadores	239,7	-	-	-	239,7	-	239,7
Compras en el spot	-	-	-	-	-	149,0	149,0
<b>Pérdidas de transmisión y consumos propios</b>	<b>57,6</b>	<b>0,9</b>	<b>4,8</b>	<b>2,1</b>	<b>65,4</b>	<b>0,9</b>	<b>66,3</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>4.023,3</b>	<b>265,7</b>	<b>712,0</b>	<b>774,7</b>	<b>4.388,0</b>	<b>236,2</b>	<b>4.624,2</b>
Ventas a precios regulados	1.523,4	-	24,3	25,4	1.573,1	-	1.573,1
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	988,2	-	-	-	988,2	-	988,2
Ventas a precios no regulados	749,2	0,2	29,7	177,7	956,7	236,2	1.192,9
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	540,0	-	247,4	82,6	870,0	-	870,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	222,5	265,5	410,6	489,0	1.387,6	-	1.387,6
<b>VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA</b>	<b>9.115,3</b>	<b>9.115,3</b>	<b>9.115,3</b>	<b>9.115,3</b>	<b>9.115,3</b>	<b>2.969,6</b>	<b>12.084,9</b>
<b>Participación sobre las ventas (%)</b>	<b>42%</b>	<b>0%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>48%</b>	<b>8%</b>	<b>38%</b>

enero-marzo de 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	ENDESA SIC	ENDESA SING	TOTAL CHILE
<b>Total generación de energía</b>	<b>2.336,0</b>	<b>142,0</b>	<b>703,0</b>	<b>691,0</b>	<b>3.872,0</b>	<b>81,0</b>	<b>3.953,0</b>
Generación hidroeléctrica	1.870,0	142,0	703,0	-	2.715,0	-	2.715,0
Generación térmica	466,0	-	-	691,0	1.157,0	81,0	1.238,0
<b>Compras de energía</b>	<b>1.455,0</b>	<b>137,0</b>	<b>-</b>	<b>8,0</b>	<b>279,0</b>	<b>140,0</b>	<b>419,0</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	1.184,0	137,0	-	-	1.321,0	-	1.321,0
Compras a otros generadores	266,0	-	-	-	266,0	-	266,0
Compras en el spot	5,0	-	-	8,0	13,0	140,0	153,0
<b>Pérdidas de transmisión y consumos propios</b>	<b>45,0</b>	<b>2,0</b>	<b>6,0</b>	<b>3,0</b>	<b>56,0</b>	<b>1,0</b>	<b>57,0</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>3.746,0</b>	<b>277,0</b>	<b>697,0</b>	<b>696,0</b>	<b>4.095,0</b>	<b>220,0</b>	<b>4.315,0</b>
Ventas a precios regulados	1.435,0	-	13,0	12,0	1.460,0	-	1.460,0
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	1.171,0	-	-	-	1.171,0	-	1.171,0
Ventas a precios no regulados	892,0	-	26,0	156,0	1.074,0	220,0	1.294,0
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	111,0	-	247,0	32,0	390,0	-	390,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	137,0	277,0	411,0	496,0	1.321,0	-	1.321,0
<b>VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA</b>	<b>8.547,8</b>	<b>8.547,8</b>	<b>8.547,8</b>	<b>8.547,8</b>	<b>8.547,8</b>	<b>2.645,1</b>	<b>11.192,9</b>
<b>Participación sobre las ventas (%)</b>	<b>42%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>48%</b>	<b>8%</b>	<b>39%</b>

**2) CHILE Y OTROS MERCADOS**

enero-marzo de 2005 (GWh)	Costanera	Chocón	Cachoeira	Betania	Emgesa	Edegel	Argentina	Colombia	Extranjero	Chile
<b>Total generación de energía</b>	<b>2.631,0</b>	<b>672,6</b>	<b>931,3</b>	<b>443,5</b>	<b>2.411,4</b>	<b>1.239,4</b>	<b>3.303,6</b>	<b>2.854,9</b>	<b>8.329,3</b>	<b>4.301,5</b>
Generación hidroeléctrica	-	672,6	931,3	443,5	2.400,0	1.236,6	672,6	2.843,5	5.684,0	3.099,5
Generación térmica	2.631,0	-	-	-	11,4	2,8	2.631,0	11,4	2.645,3	1.202,0
<b>Compras de energía</b>	<b>18,1</b>	<b>57,8</b>	<b>12,3</b>	<b>71,1</b>	<b>554,5</b>	<b>36,2</b>	<b>75,9</b>	<b>625,6</b>	<b>750,0</b>	<b>388,7</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.387,9
Compras a otros generadores	-	-	-	-	25,3	32,9	-	25,3	58,2	239,7
Compras en el spot	18,1	57,8	12,3	71,1	529,2	3,3	75,9	600,3	691,8	149,0
<b>Pérdidas de transmisión y consumos propios</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0,2)</b>	<b>15,3</b>	<b>12,7</b>	<b>-</b>	<b>15,1</b>	<b>27,8</b>	<b>66,3</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>2.631,4</b>	<b>730,4</b>	<b>943,7</b>	<b>514,8</b>	<b>2.948,1</b>	<b>1.263,0</b>	<b>3.361,8</b>	<b>3.462,9</b>	<b>9.031,4</b>	<b>4.624,2</b>
Ventas a precios regulados	-	-	569,1	64,2	444,7	209,3	-	508,9	1.287,4	1.573,1
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulado	-	-	-	123,8	546,6	264,1	-	670,4	934,5	988,2
Ventas a precios no regulados	197,7	171,8	199,6	-	708,6	433,7	369,5	708,6	1.711,4	1.192,9
Ventas internas a precios no regulados	125,8	91,0	-	-	-	-	216,8	-	216,8	-
Ventas al spot	2.307,9	467,6	175,0	326,8	1.248,1	355,8	2.775,5	1.574,9	4.881,3	870,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.387,6
<b>VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA</b>	<b>21.814,0</b>	<b>21.814,0</b>	<b>83.884,8</b>	<b>17.106,3</b>	<b>17.106,3</b>	<b>4.758,9</b>	<b>21.814,0</b>	<b>17.106,3</b>	<b>12.084,9</b>	<b>12.084,9</b>
<b>Participación sobre las ventas (%)</b>	<b>12%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>	<b>17%</b>	<b>27%</b>	<b>15%</b>	<b>20%</b>	<b>-</b>	<b>38%</b>

enero-marzo de 2004 (GWh)	Costanera	Chocón	Cachoeira	Betania	Emgesa	Edegel	Argentina	Colombia	Extranjero	Chile
<b>Total generación de energía</b>	<b>2.139,9</b>	<b>571,5</b>	<b>707,7</b>	<b>268,3</b>	<b>2.565,7</b>	<b>1.175,3</b>	<b>2.711,4</b>	<b>2.834,0</b>	<b>7.428,4</b>	<b>3.953,0</b>
Generación hidroeléctrica	-	571,5	707,7	268,3	2.545,4	1.128,7	571,5	2.813,8	5.221,7	2.715,0
Generación térmica	2.139,9	-	-	-	20,2	46,6	2.139,9	20,2	2.206,7	1.238,0
<b>Compras de energía</b>	<b>11,7</b>	<b>32,4</b>	<b>195,6</b>	<b>61,5</b>	<b>793,2</b>	<b>35,8</b>	<b>44,1</b>	<b>854,6</b>	<b>1.130,1</b>	<b>419,0</b>
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.321,0
Compras a otros generadores	-	-	-	-	20,0	34,3	-	20,0	54,2	266,0
Compras en el spot	11,7	32,4	195,6	61,5	773,2	1,6	44,1	834,7	1.075,9	153,0
<b>Pérdidas de transmisión y consumos propios</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17,9</b>	<b>14,8</b>	<b>-</b>	<b>17,9</b>	<b>32,7</b>	<b>57,0</b>
<b>Total ventas de energía</b>	<b>2.151,6</b>	<b>603,9</b>	<b>903,3</b>	<b>329,8</b>	<b>3.341,4</b>	<b>1.196,4</b>	<b>2.755,5</b>	<b>3.671,5</b>	<b>8.526,7</b>	<b>4.315,0</b>
Ventas a precios regulados	-	-	685,3	57,8	274,5	117,0	-	332,4	1.134,6	1.460,0
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulado	-	-	-	109,2	854,9	250,0	-	964,1	1.214,1	1.171,0
Ventas a precios no regulados	77,0	132,7	33,5	-	700,8	420,5	209,7	700,8	1.364,6	1.294,0
Ventas internas a precios no regulados	66,8	52,8	-	-	-	-	119,6	-	119,6	-
Ventas al spot	2.007,7	418,4	184,5	163,1	1.511,1	408,8	2.426,1	1.674,3	4.693,8	390,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	(0,3)	-	-	-	(0,3)	(0,3)	1.321,0
<b>VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA</b>	<b>20.969,7</b>	<b>20.969,7</b>	<b>79.236,0</b>	<b>16.059,6</b>	<b>16.059,6</b>	<b>4.568,1</b>	<b>20.969,7</b>	<b>16.059,6</b>	<b>11.192,9</b>	<b>11.192,9</b>
<b>Participación sobre las ventas (%)</b>	<b>10%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>21%</b>	<b>26%</b>	<b>13%</b>	<b>23%</b>	<b>-</b>	<b>39%</b>

## **F. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO**

### ARGENTINA

- Riesgo hidrológico: Los aportes durante el primer trimestre en Argentina han sido reducidos, situándose en torno a un 50% de la media hidrológica.
- Precio de los combustibles: En noviembre de 2004 se aplicó el segundo escalón de alza del precio de gas de boca de pozo, el cual fue transferido a los precios de MEM a través de la habilitación de la redeclaración de los costos variables de despacho de las unidades térmicas. Los precios mayoristas de la electricidad subieron en torno a un 10% por este concepto.
- Variación de demanda: La demanda se incrementó en un 4 % en el primer trimestre de 2005 en relación con el primer trimestre de 2004.

### BRASIL

- Riesgo hidrológico: Los aportes hidráulicos en la región Sur se mantuvieron en el primer trimestre en valores en torno a un 35% de la media hidrológica, provocando un fuerte descenso en los niveles de almacenamiento.
- Precio de los combustibles: No es relevante el precio de los combustibles.
- Variación de demanda: La demanda se incrementó en un 5,8 % en el primer trimestre de 2005 en relación con el primer trimestre de 2004.

### CHILE

- Riesgo hidrológico: La probabilidad de excedencia acumulada para el año hidrológico abril 2004-abril de 2005 fue de 65,8 %, lo que representó una hidrología normal-seca en el sistema.
- Riesgo de combustibles: Existe un régimen permanente de restricciones en el norte de Chile, por aproximadamente 2,3 MM<sup>3</sup>/d, afectando a la central Taltal por 0,9 MM<sup>3</sup>/d, que puede ser reemplazado mediante la operación con diesel de dicha central. A partir de Enero se han aplicado restricciones adicionales al suministro de la zona centro-sur del país, alcanzando durante el primer trimestre niveles máximos de aproximadamente 6 MM<sup>3</sup>/d, afectando, entre otros, a la central San Isidro, a la cual desde mediados de febrero se le suspendió totalmente su suministro (1,7 MM<sup>3</sup>/d). A raíz de lo anterior, se acordó un mecanismo de "swap" con la central Costanera (Argentina), lo que permitió obtener gas para San Isidro, debiendo compensar los sobrecostos por reemplazar gas por fuel oil en la central argentina.
- Variación de demanda: La demanda se incrementó en alrededor de 3,4 % en el SIC y 7,5 % en el SING en el primer trimestre de 2005 en relación con el primer trimestre de 2004.

### 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 marzo del año 2005 han sido de 93%, es decir se encuentra en condición normal. Para las empresas del grupo han sido de 87% de la media para Guavio y 99% para Betania.

- 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.
- Riesgo devaluación: Durante el año 2005, el peso colombiano se ha apreciado, lo que ha favorecido el ingreso por contratos del grupo, ya que la tarifa de estos contratos es monómica y está firmada en Col\$.
- Variación de demanda: La demanda se incrementó en un 1,4 % en el primer trimestre de 2005 en relación con el primer trimestre de 2004.

#### 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, salvo el caso del primero, en que se tiene una categoría semi-seca, con valores que presentan una probabilidad de excedencia mayor a 75 %.
- Precio de los combustibles: El precio internacional del petróleo afecta directamente el precio de los combustibles líquidos que utilizan la mayoría de las centrales térmicas, por lo cual los precios de energía en el sistema se ven afectados fuertemente y el valor de los contratos firmados disminuye. Pese a lo anterior, el grupo Endesa es vendedor neto en el spot, por lo que el aumento en el precio de los combustibles no representa un gran riesgo. Sin embargo, dada la actual situación de las empresas distribuidoras sin contrato, el grupo Endesa debe vender a precio de barra montos de energía que deberían normalmente ser vendidas a precio spot, por lo que el riesgo se ha incrementado debido a esta condición.
- Variación de demanda: La demanda se incrementó en un 1,4 % en el primer trimestre de 2005 en relación con el primer trimestre de 2004.

#### **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, durante el año 2004 y el primer trimestre de 2005, una porción importante de los ingresos proviene de la exportación de energía a Brasil que está indexada al dólar, lo que reduce la exposición al riesgo cambiario en este país.

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



Al 31 de marzo de 2005, la empresa en términos consolidados tiene cubierto en Chile, mediante contratos forwards dólar-peso, un monto de US\$ 140 millones, comparado con US\$ 103 millones a igual fecha del año anterior. La variación se debe principalmente al aumento del descalce contable y a la modificación de la política antes señalada.

En términos de riesgo de tasa de interés, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 93 % / 7 % fijo / variable al 31 de marzo de 2005. El porcentaje de deuda en tasa fija ha disminuido levemente si se compara con la relación 96% / 4 % 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.