

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(ENDESA)

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CONSOLIDADOS

Al 30 DE JUNIO DE 2004

A) RESUMEN

La utilidad neta de ENDESA en el primer semestre de 2004 alcanzó a M\$ 32.951.541, que se compara con la utilidad neta de M\$48.190.497 registrada en el primer semestre de 2003.

El resultado operacional de la Compañía se incrementa en M\$ 8.786.697 y el resultado no operacional permanece prácticamente constante, traduciéndose en un aumento en el resultado antes de impuestos de un 10%, sin embargo, los impuestos a la renta aumentan en M\$40.177.354, llevando a una reducción de M\$ 15.238.956 en la utilidad neta final en este período con respecto al mismo período del año 2003. Los mayores impuestos de este semestre con respecto al mismo período del año 2003 se registran principalmente en Argentina debido a un significativo beneficio tributario reconocido en el año 2003 como consecuencia de cambios en la normativa de los impuestos diferidos en ese país.

~~La utilidad neta de ENDESA en el primer semestre de 2004 alcanzó a M\$ _____, que se compara con la utilidad neta de M\$ _____ registrada en el primer semestre de 2003. Este diferencial se explica principalmente por un mayor resultado operacional proveniente de las inversiones en Colombia, Argentina y Perú que fueron compensadas parcialmente por un menor resultado operacional en Brasil, un mayor costo debido a mayor generación térmica y un mayor costo por un aumento de las compras de energía en Chile, causado por la menor hidrología que se presentó al comienzo del año y por las restricciones a la exportación de gas natural impuesta por el gobierno argentino. Esto obligó a utilizar otras fuentes de energía principalmente térmica en el SIC que permitieron un ahorro en el consumo del recurso hídrico. Se suma a lo anterior, un menor resultado no operacional proveniente de Diferencias de cambio y aplicación del BT 64, una menor utilidad por inversión en las empresas relacionadas Gasatacama y CIEN, producto de menores ingresos derivados de las restricciones de gas en el sistema interconectado del norte grande, y a la reducción inicial de los valores del contrato de CIEN con su cliente Brasileño Copel. También afectó al resultado neto un aumento del impuesto diferido calculado principalmente en las operaciones de Argentina.~~

Los principales hechos relevantes que identificamos en este primer semestre del año 2004 son los siguientes:

- Los importantes mejores resultados operacionales en Colombia y Argentina producto de una mejor hidrología, menores compras de energía por mayor generación y ventas al spot en esos mercados.
- El aumento de las lluvias en los meses de abril y junio en la zona sur de Chile, favoreciendo la generación hidroeléctrica y llevando a una recuperación en el nivel de nuestros embalses. Esto implica realizar menores compras de energía.
- La determinación en abril de este año de un precio de nudo en el SIC 6,2 % mayor en pesos y 18,8 % superior en dólares, aplicable a contar de mayo del presente, que muestra el reconocimiento de la autoridad respecto al nuevo escenario eléctrico nacional derivado de la restricción del gas natural proveniente de Argentina.
- La inminente incorporación en el SIC de la central Ralco (570 MW), con un avance en la construcción que está próximo al inicio de pruebas y un nivel de embalse que está

llegando a su máximo, cuya puesta en servicio contribuirá a paliar la situación derivada del recorte de suministro de gas natural de Argentina.

- El fuerte aumento en demanda de energía eléctrica en los países en que operamos, donde se presenta un crecimiento promedio acumulado durante el primer semestre de 2004 superior al promedio del año 2003, siendo el 9.3% el crecimiento acumulado en Argentina, 4,4% en Brasil, 2,9% en Colombia, 7,3% en Chile y 4,2% en Perú respecto al mismo período del año anterior.
- La sustitución de la Disposición 27 en Argentina, en vigencia desde el pasado 29 de marzo que limitaba las exportaciones de gas natural hacia Chile a la cantidad exportada durante el año 2003, por la Resolución 659, aplicada el día 18 de junio que sólo permite hacer los recortes a las exportaciones necesarias para satisfacer la demanda interna de gas natural en Argentina.
- La definición judicial a favor de nuestra generadora en Brasil, Cachoeira Dourada, considerando que el 16 de junio fue emitida una resolución judicial, que revoca la resolución judicial provisional emitida en julio del año 2003, estableciendo ahora que la distribuidora de energía CELG, deberá pagar el 100% en vez del 50% de los valores considerados en el contrato inicial suscrito entre ambas empresas, incluyendo los montos adeudados correspondientes al año 2003.
- Haber vuelto a financiar pasivos que permitieron levantar todos los avales y restricciones concedidas el año anterior en el contexto del plan de fortalecimiento financiero de Endesa, extendiendo los plazos y a tasas comparables con aquellas que mantenía la empresa con anterioridad.

Los ingresos de explotación consolidados a junio del año 2004 aumentan en un 12% con respecto al primer semestre del año 2003, alcanzando a M\$547.592.174. Las ventas físicas consolidadas de energía eléctrica aumentan, como también el precio promedio de las ventas eléctricas. Sin embargo, los costos variables también aumentaron y en mayor proporción que los ingresos, alcanzando M\$216.359.653. Si bien la generación propia de energía eléctrica aumenta, el porcentaje de generación térmica es mayor y adicionalmente la empresa requiere efectuar compras de energía en el mercado para satisfacer su mayor demanda. El costo total en combustible asociado a la generación térmica aumentó en M\$41.826.912, equivalente a un aumento de un 162%, y los costos por compras de energía se incrementaron en M\$10.294.618, lo que representa un aumento de un 24%.

El resultado operacional del primer semestre de 2004 de M\$ 190.703.341 es 5% superior al obtenido en el primer semestre de 2003. Este aumento en el resultado se debe principalmente al incremento de los resultados operacionales en Colombia y Argentina compensado parcialmente por el menor resultado en Chile.

En Chile, el resultado operacional del primer semestre de 2004 alcanzó M\$ 66.502.196, disminuyendo en un 17% con respecto al mismo período del año 2003 producto, principalmente, de mayores costos variables de explotación. La generación hidroeléctrica como porcentaje de la generación total fue menor a la del año 2003 en que se contaba con el aporte hidroeléctrico de Canutillar hasta el mes de marzo y un mayor nivel de hidrología comparado con el primer semestre de este año. Adicionalmente, el costo unitario de la generación térmica fue mayor que en el mismo período del año 2003 como consecuencia de las restricciones de gas natural argentino. Cabe destacar que el reajuste del precio de nudo en el SIC en un 6,2 % en pesos y en un 18,8 % en dólares, aplicable a contar de mayo del presente, no alcanzaron a compensar los mayores costos asociados a la generación térmica de energía.

En Argentina, el resultado operacional del primer semestre de 2004 alcanzó a M\$ 19.086.771, incrementándose en un 34% respecto al registrado en el primer semestre de 2003, en que llegó a M\$ 14.290.801. El mejor resultado en Argentina se debe al significativo

9,3% de aumento en la demanda, mejorando el resultado de El Chocón y de Central Costanera. Cabe mencionar que, a pesar del importante aumento en un 43% de las ventas en Argentina, equivalente a M\$25.572.840, el margen operacional aumenta M\$4.795.970 debido al mayor costo asociado a la generación térmica por el mayor uso del fuel oil versus gas natural como consecuencia de la crisis del gas natural en ese mercado. La capacidad de la central Costanera de operar no sólo con gas natural, sino también con fuel oil ha significado que el primer semestre de este año se haya caracterizado por un mayor despacho de la central térmica de nuestra filial Costanera.

En Brasil, el resultado de explotación de Cachoeira Dourada a junio de 2004 alcanzó a M\$7.781.313, un 7% superior al del 30 de junio del 2003. Los ingresos operacionales aumentan considerablemente un 32.5%, alcanzando los M\$29.651.580, como consecuencia de la resolución judicial del 16 de junio que establece que el cliente CELG debe pagar el 100% de la energía de acuerdo a las condiciones establecidas en el acuerdo contractual y no solamente el 50% como lo establecía la resolución judicial anterior, de julio de 2003. Cabe destacar, en consecuencia, que los ingresos del primer semestre de 2004 incluyen una cifra cercana a los M\$9.000.000 por concepto de facturaciones del segundo semestre del año 2003 y adicionalmente fueron provisionados M\$7.000.000 a la espera del acuerdo definitivo de las deudas pendientes de este cliente. La generación física de Cachoeira Dourada aumentó significativamente en un 53% con respecto al mismo período de 2003, como consecuencia de la favorable hidrología. La generación no entregada al único cliente contratado, CELG, se entregó al mercado spot, alcanzando una cifra superior a la del año 2003.

En Colombia, el resultado operacional del primer semestre de 2004 aumentó en 39%, alcanzando a M\$ 64.617.119, producto de mejores resultados en ambas empresas generadoras, Emgesa y Betania. Los ingresos por ventas de energía aumentaron en un 17% como consecuencia de la mayor demanda en el mercado colombiano, como también de la buena hidrología, principalmente en la zona nororiente correspondiente a Emgesa, permitiendo aumentar en un 20% la generación física de electricidad, reducir el costo en generación térmica y los costos por compras de energía en el primer semestre del año 2004 comparado con el período homólogo del año 2003.

En Perú, el resultado operacional del primer semestre de 2004 disminuyó en 2%, alcanzando M\$ 32.715.942. El mayor ingreso por ventas de energía, como consecuencia de mayores precios de venta a pesar de la menor venta física producto de la baja hidrología, no alcanzó a compensar el mayor costo variable de generación por mayor despacho térmico y mayor costo por compras de energía.

En cuanto a los resultados no operacionales, la Compañía registra un valor negativo consolidado durante el primer semestre de este año levemente superior al valor registrado durante el mismo período del año 2003, alcanzando M\$91.347.880, equivalente a un aumento de un 0,2%. El menor resultado neto proveniente de inversiones en empresas relacionadas que no consolidan con Endesa por M\$9.560.235, producto, en especial, de CIEN debido al impacto de la renegociación de los contratos con Copel y Gasatagama debido a mayores costos por uso de combustibles alternativos, fue compensado principalmente por menores otros egresos no operacionales, fundamentalmente, menores provisiones. Adicionalmente, el efecto de la corrección monetaria, las diferencias de cambio y la aplicación del BT 64, en su conjunto, fue menos favorable en el primer semestre del 2004 que durante el primer semestre del año 2003. En el caso de las diferencias de cambio y la aplicación del BT 64, es relevante la devaluación del peso chileno a junio de 2004 de 7,2% comparado con una apreciación del peso de un 2,7% a junio de 2003.

En relación a los impuestos a la renta, éstos registraron un aumento muy significativo de M\$40.177.354 durante el primer semestre del año 2004 comparado con el mismo período del año 2003. El impuesto a la renta consolidado acumulado a junio alcanzó M\$53.036.012, compuesto por un gasto de M\$31.808.360 en impuesto a la renta y M\$21.227.652 por impuestos diferidos. El mayor gasto con respecto al año 2003 se relaciona con los impuestos diferidos, que para el mismo período del año 2003, representó un beneficio de M\$30.994.849. Este beneficio por concepto de impuestos diferidos se registró principalmente

en Argentina como consecuencia del efecto de la significativa devaluación efectuada como parte del Plan de Emergencia, al ser modificada la normativa tributaria en ese país. La normativa respectiva por primera vez reconoce el concepto de las diferencias de cambio en el cálculo de los impuestos diferidos, traduciéndose para nuestras empresas en Argentina en un beneficio.

Inversiones

El proyecto Ralco se encuentra en su etapa de término y próximo a comenzar el proceso de pruebas necesarias para asegurar su correcto funcionamiento futuro. El embalse prácticamente llegó a la cota máxima. La inminente incorporación en el SIC de la central Ralco (570 MW) aportará un 15% adicional a la capacidad instalada de Endesa y contribuirá a absorber los incrementos de demanda del sistema y a paliar la situación derivada del recorte de suministro de gas natural de Argentina.

Tarifas y Legislación en Chile

El precio monómico del Nudo Alto Jahuel, fijado en abril del presente con un factor de carga de 74,4 % alcanzó a \$25,39, lo que equivale a 42,04 US\$/MWh al tipo de la fijación. Esta tarifa, que resultó ser un 6,2% superior en pesos al fijado en el proceso anterior, es aplicable a contar de mayo del presente y regirá hasta octubre de 2004.

Financiamiento

Durante el primer trimestre del año, la empresa suscribió un crédito sindicado por un total de US\$ 250 millones, a la tasa de Libor más un spread de 1,15 %, que permitió refinanciar deudas bancarias y liberar a la empresa de avales de sus filiales Pehuenche y Pangué y de restricciones de endeudamiento e inversión. Asimismo podemos agregar la refinanciación de un crédito sindicado con BNP Paribas por un monto de US\$ 60,4 millones, en similares condiciones a las del crédito anterior.

Durante el mes de junio se firmó un memorando de entendimiento para la refinanciación de un crédito de la central Costanera en Argentina por un monto de US\$47,7 millones a una tasa Libor más un spread anual de 4,875%, que regirá a partir de septiembre de 2004 hasta junio de 2006.

B) RESULTADOS

(Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-junio 2003	enero-junio 2004	Variac. % junio 2004/2003	Variac. ABSOLUTA junio 2004/2003
Ingresos de Explotación	927.643.649	488.340.258	547.592.174	12,1 %	59.251.916
Ventas Energía	897.629.902	476.684.075	533.724.638	12,0 %	57.040.563
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	30.013.747	11.656.184	13.867.536	19,0 %	2.211.352
Costo de Explotación	(554.850.270)	(290.512.390)	(333.999.585)	(15,0 %)	(43.487.195)
Costos Variables	(316.694.712)	(155.536.675)	(216.359.653)	(39,1 %)	(60.822.978)
Combustible	(48.691.601)	(25.841.678)	(67.668.590)	(161,9 %)	(41.826.912)
Compras Energía y Potencia	(96.054.286)	(42.523.258)	(52.817.876)	(24,2 %)	(10.294.618)
Peaje y transporte de energía	(132.428.801)	(66.025.327)	(75.108.258)	(13,8 %)	(9.082.931)
Otros C.V.	(39.520.024)	(21.146.412)	(20.764.929)	1,8 %	381.483
Depreciación	(180.212.208)	(105.345.760)	(89.115.365)	15,4 %	16.230.395
Costos Fijos	(57.943.350)	(29.629.953)	(28.524.567)	3,7 %	1.105.386
Gastos de Adm. y Ventas	(31.574.395)	(15.911.224)	(22.889.248)	(43,9 %)	(6.978.024)
Resultado de Explotación	341.218.984	181.916.644	190.703.341	4,8 %	8.786.697
Ingresos Financieros	15.384.578	8.134.196	7.693.873	(5,4 %)	(440.323)
Utilidad Inv. empresas relacionadas	17.884.834	20.326.529	10.531.001	(48,2 %)	(9.795.528)
Otros Ingresos Fuera de Expl.	44.929.890	17.364.161	8.346.498	(51,9 %)	(9.017.663)
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(376.164)	(278.111)	(42.818)	84,6 %	235.293
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.555.449)	(898.083)	(820.933)	8,6 %	77.150
Gastos Financieros	(205.769.259)	(98.573.094)	(102.017.753)	(3,5 %)	(3.444.659)
Otros Egresos Fuera de Expl.	(60.542.620)	(44.373.434)	(19.828.112)	55,3 %	24.545.322
Corrección Monetaria	579.529	2.078.231	1.275.023	(38,6 %)	(803.208)
Diferencia de Cambio	9.027.612	5.061.798	3.515.341	(30,6 %)	(1.546.457)
Resultado Fuera de Explotación	(180.437.049)	(91.157.807)	(91.347.880)	(0,2 %)	(190.073)
Impuesto a la Renta				(312,5 %)	

	(27.597.108)	(12.858.658)	(53.036.012)		(40.177.354)
Items extraordinarios	-	-	-		-
Interés Minoritario	(70.143.136)	(38.505.349)	(22.250.195)	42,2 %	16.255.154
Amortización Mayor Valor de Inv.	15.714.267	8.795.667	8.882.287	1,0 %	86.620
					-
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	78.755.959	48.190.497	32.951.541	(31,6 %)	(15.238.956)
R.A.I.I.D.A.I.E (1)	564.643.904	322.918.248	303.242.801	(6,1 %)	(19.675.447)
Cobertura de gastos financieros (2)	2,74	3,28	2,97	(9,3 %)	(0,30)

(1) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de Impuesto a la Renta e Items 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.

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 - junio 2003	enero - junio 2004	enero - junio 2003	enero - junio 2004	enero - junio 2003	enero - junio 2004	enero - junio 2003	enero - junio 2004
ARGENTINA	59.273.947	84.846.787	(43.955.775)	(64.409.150)	(1.027.370)	(1.350.866)	14.290.801	19.086.771
COLOMBIA	117.498.280	137.198.587	(69.044.821)	(70.729.198)	(1.946.774)	(1.852.270)	46.506.685	64.617.119
BRASIL	22.372.729	29.651.580	(14.309.077)	(14.323.113)	(806.235)	(7.547.154)	7.257.417	7.781.313
PERU	62.466.294	73.584.027	(24.884.875)	(36.641.154)	(4.095.825)	(4.226.931)	33.485.594	32.715.942
CHILE*	226.729.008	222.311.193	(138.317.842)	(147.896.970)	(8.035.020)	(7.912.027)	80.376.147	66.502.196
TOTAL CONSOLIDADO	488.340.258	547.592.174	(290.512.390)	(333.999.585)	(15.911.224)	(22.889.248)	181.916.644	190.703.341

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

(MILES DE PESOS)	Ingresos Explotación			
	enero - junio 2003	% Ingresos 2003	enero - junio 2004	% Ingresos 2004
CHOCÓN (ARGENTINA)	18.522.485	3,8%	15.566.443	2,8%
COSTANERA (ARGENTINA)	40.751.461	8,3%	69.280.344	12,7%
BETANIA (COLOMBIA)	12.636.166	2,6%	16.689.730	3,0%
EMGESA (COLOMBIA)	104.862.114	21,5%	120.508.857	22,0%
CACHOEIRA (BRASIL)	22.372.729	4,6%	29.651.580	5,4%
EDEGEL (PERÚ)	62.466.294	12,8%	73.584.027	13,4%
NACIONAL (*)	226.729.008	46,4%	222.311.193	40,6%
TOTAL CONSOLIDADO	488.340.258	100,0%	547.592.174	100,0%

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

(MILES DE PESOS)	Costo Explotación			
	enero - junio 2003	% Costos 2003	enero - junio 2004	% Costos 2004
CHOCON (ARGENTINA)	17.419.006	3,6%	12.599.377	2,3%
COSTANERA (ARGENTINA)	26.536.769	5,4%	51.809.773	9,5%
BETANIA (COLOMBIA)	9.505.300	1,9%	8.675.314	1,6%
EMGESA (COLOMBIA)	59.539.521	12,2%	62.053.884	11,3%
CACHOEIRA (BRASIL)	14.309.077	2,9%	14.323.113	2,6%
EDEGEL (PERÚ)	24.884.875	5,1%	36.641.154	6,7%
NACIONAL (*)	138.317.842	28,3%	147.896.970	27,0%
TOTAL CONSOLIDADO	290.512.390	100,0%	333.999.585	100,0%

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

RENTABILIDAD:

Indicadores	enero-dic. 2003	enero-junio 2003	enero-junio 2004	Variac. % junio 2004/2003
Rentabilidad del patrimonio	5,32 %	3,21 %	2,17 %	(32,4 %)
Rentabilidad del activo	1,30 %	0,75 %	0,55 %	(26,7 %)
Rend. activos operacionales	6,51 %	3,30 %	3,77 %	14,2 %
Utilidad por acción (\$)	9,60	5,88	4,02	(31,6 %)
Retorno de dividendos	-	-	0,0089	

C) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(Miles de Pesos)	dic. 2003	junio 2003	junio 2004	Variac. % junio 2004/2003	Var. Absoluta junio 2004/2003
Activos Circulantes	396.004.952	629.173.192	522.914.193	(16,9 %)	(106.258.999)
Activos Fijos	4.705.285.335	5.268.820.407	4.851.627.382	(7,9 %)	(417.193.025)
Otros Activos	407.768.239	326.482.103	295.012.221	(9,6 %)	(31.469.882)
Total Activos	5.509.058.527	6.224.475.702	5.669.553.796	(8,9 %)	(554.921.906)
Pasivos Circulantes	469.011.329	791.390.191	498.121.698	(37,1 %)	(293.268.493)
Pasivos a Largo Plazo	2.307.951.851	2.492.169.343	2.358.022.138	(5,4 %)	(134.147.205)
Interés Minoritario	1.227.484.954	1.442.195.486	1.279.237.500	(11,3 %)	(162.957.986)
Patrimonio	1.504.610.392	1.498.720.682	1.534.172.460	2,4 %	35.451.778
Total Pasivos	5.509.058.527	6.224.475.702	5.669.553.796	(8,9 %)	(554.921.906)

La reducción de los activos circulantes a junio de 2004 con respecto a junio 2003 en un 17% es principalmente consecuencia de la reducción del valor de instrumentos de cobertura financiera asociado al euro bono de Endesa que fue pagado en julio del 2003. Las reducciones de activos fijos y otros activos se deben principalmente al efecto de la revaluación del peso chileno con respecto al dólar sobre el valor de los activos de empresas filiales en el exterior, al aplicar el boletín técnico 64 en el proceso de consolidación de los estados financieros.

En relación a los pasivos, la porción circulante disminuye significativamente, en un 37%, como consecuencia del pago de un bono por 400 millones de euros. La cifra de deuda a largo plazo a junio 2004 disminuye, pero en menor medida, alcanzando un 5% de reducción comparado con la cifra a junio 2003. El pago del euro bono fue financiado con la emisión de otro instrumento de deuda, también con el público, pero a largo plazo, específicamente con la emisión de bonos por 600 millones de dólares efectuado en julio 2003 en el mercado internacional. El excedente de esta emisión con respecto al euro bono, en conjunto con la emisión de bonos por aproximadamente 214 millones de dólares

efectuada en el mercado chileno durante el mes de octubre del año 2003 fue utilizado para reducir deuda financiera con bancos e instituciones financieras.

Durante el primer semestre del año 2004, la empresa suscribió un crédito sindicado por un total de US\$ 250 millones que permitió refinanciar deudas bancarias y liberar a la empresa de avales de sus filiales Pehuenche y Pangué y de restricciones de endeudamiento e inversión. Asimismo podemos agregar la refinanciación de un crédito sindicado con BNP Paribas por un monto de US\$ 60 millones.

La reducción de la deuda de Endesa entre junio del año 2003 y junio del año 2004 se redujo más allá de las emisiones de bonos y nuevos créditos bancarios debido al positivo flujo de caja operacional de la Compañía y al efecto de la revaluación del peso chileno con respecto al dólar. La reducción de pasivo circulante y a largo plazo del período alcanzó un total de M\$427.415.698.

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

(Indices)	dic. 2003	junio 2003	junio 2004	Variac. % junio 2004/2003
Liquidez corriente	0,84	0,80	1,05	31,3 %
Razón ácida	0,77	0,64	0,98	53,1 %
Pasivo exigible / Patrimonio	1,85	2,19	1,86	(15,1 %)
Pasivo Exigible / (Patrim. e Int. Min.)	1,02	1,12	1,02	(8,9 %)
% Deuda corto plazo	16,9	24,1	17,4	(27,6 %)
% Deuda largo plazo	83,1	75,9	82,6	8,8 %

Los indicadores de liquidez de la compañía mejoran a junio 2004 con respecto a junio 2003. El índice de liquidez corriente a junio de 2004 alcanza a 1,05, aumentando en un 31% con respecto a junio del año anterior, y la razón ácida también se acerca a 1, alcanzando 0,98. El mejoramiento en los índices de liquidez de la compañía se explica principalmente por la reducción de los pasivos a corto plazo de la Compañía, específicamente, como consecuencia del pago del bono de Endesa Chile Overseas Co. por € 400 millones en julio del año 2003, siendo reemplazado por un bono a largo plazo.

La razón de endeudamiento, medida como Pasivo Exigible sobre Patrimonio, a junio de 2004 alcanzó a 1,86 veces, lo que significa una disminución del 15 % respecto a junio del año anterior. Esta mejora es resultado de la disminución del valor total de la deuda de la compañía por M\$427.415.698. Este menor valor es, por una parte, consecuencia de una reducción en el nivel de deuda de aproximadamente 250 millones de dólares producto de los excedentes operacional de caja de la Compañía, y adicionalmente el efecto de la revaluación del peso chileno con respecto al dólar que alcanzó aproximadamente un 9% durante el período junio 2003-junio 2004.

El mejoramiento de los indicadores financieros de liquidez y endeudamiento es demuestra una positiva gestión operacional de la Compañía y un exitoso plan de refinanciamiento.

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.

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-junio 2003	enero-junio 2004	Variación	% Var.
De la Operación	104.908.677	95.686.346	(9.222.331)	(8,8 %)
De Financiamiento	(202.059.364)	(99.967.322)	102.092.042	50,5 %
De Inversión	128.642.724	(19.460.641)	(148.103.365)	(115,1 %)
Flujo Neto del período	31.492.037	(23.741.617)	(55.233.654)	(175,4 %)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	130.058.310	150.877.273	20.818.963	16,0 %

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$95.686.346, lo que representa una disminución de un 8,8% respecto de junio 2003. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad a junio del 2004 de M\$32.951.541, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 91.851.898, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por M\$ (22.205.156), y variaciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por M\$ (6.688.139).

Los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 91.851.898 incluyen principalmente depreciación por M\$ 89.567.040, utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas por M\$ (10.531.001), amortización neta mayor valor de Inversiones por M\$ (8.882.287) y otros cargos netos a resultado que no representan flujo de efectivo por M\$ 18.749.484.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de M\$ 99.967.322, un 50% menor que durante el mismo período del año 2003. Los principales flujos de financiamiento corresponden al pago de préstamos a terceros que alcanzó M\$ 198.113.783 contrarrestado por la obtención de préstamos bancarios por M\$ 134.215.655.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de M\$ (19.460.641), los que se explican principalmente por la reducción de efectivo en M\$ (56.062.567) debido a la incorporación de activos fijos correspondientes en un 84% a inversiones en Chile, básicamente a la construcción de la central Ralco. Estas inversiones fueron contrarrestadas por los flujos de caja positivos que ascienden a M\$ 6.200.708 correspondiente a ingresos por recaudación de préstamos a empresas relacionadas y otros ingresos de inversión por M\$ 38.091.011.

Flujos de Caja Provenientes del Exterior

ACUMULADO A JUNIO DE 2004					
Miles de Pesos	Dividendos	Red.Capital	Intereses	Amort. Intercomp.	Total
Argentina	0	0	2.021.649	13.454.169	15.475.818
Brasil	0	0	0	0	0
Colombia	2.415	0	8.856.238	0	8.858.653
Perú	3.948.649	2.467,244	0	0	6.415.893
Coligadas	0	4.805.758	3.110.921	3.802.599	11.719.279
Vehículos de Inversión	0	559.087	54.885	0	613.972
Total	3.951.064	7.832.089	14.043.692	17.256.768	43.083.614

Cifras en dólares son traducidas a pesos chilenos de acuerdo al tipo de cambio promedio del mes en que se efectuó la transacción

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

ARGENTINA

La falta del gas natural en el mercado Argentino ha llevado al gobierno argentino a tomar medidas para afrontar la crisis. Las principales medidas que ha tomado han sido: retrasar los mantenimientos programados, como el de la central nuclear de Embalse, restringir la exportación de energía eléctrica a Uruguay, restringir las exportaciones de gas natural excedente, importar energía de Brasil, negociar la importación de gas natural de Bolivia que se empezó a recibir a principio del mes de junio, e importar combustibles líquidos de Venezuela.

- En relación a restringir las exportaciones de gas, la autoridad emitió la resolución 659 que sustituye la disposición N° 27, dejando sin efecto la limitación de las exportaciones a la cantidad exportada en el año 2003, y permitiendo realizar sólo los recortes a las exportaciones en los montos necesarios para satisfacer la demanda argentina de gas. Esto redujo los cortes a Chile desde 7 millones de m³/día registrados en la primera quincena a unos 3 millones de m³/día registrados en la segunda quincena de junio.
- La Secretaría de Energía de Argentina realizó una licitación en el mes de mayo para importar energía de Brasil. En la licitación resultó ganador Tractebel con 500 MW máximos para el trimestre junio-agosto 2004.
- Por medio del decreto PEN 181/04 se faculta a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural para establecer un sendero de recuperación de los precios en boca de pozo. La intención de las autoridades sería de llevar el precio a 1,0 US\$/MMBTU, que sería aproximadamente el 80% del valor pre crisis para el fin del año 2006. Para el caso de los grandes usuarios este valor se alcanzaría en julio de 2005.
- El decreto PEN 180/04 introduce cambios en las transacciones del gas natural con la creación de un mercado electrónico y de un fondo fiduciario para financiar inversiones en el sistema de transporte y distribución. Otra modificación establecida es la que obliga a los grandes consumidores dejar de comprar gas a las distribuidoras, obligándolas a hacerlo directamente con los productores.
- Se emitió la resolución 657 que modifica el mecanismo de cortes dispuesto en el decreto 180/04, en un sentido que podría ir en contra de la filosofía de los contratos de largo plazo del servicio de transporte y distribución de gas con el que operan los principales ciclos combinados del área Gran Buenos Aires. Sin embargo, no se ha hecho exigible su cumplimiento a la fecha.

- En el mes de febrero se aplicó la resolución SE-0093/2004 que estableció una diferenciación del precio estacional de mercado por tipo de cliente. Para usuarios residenciales se mantuvo la tarifa, para los clientes medios se aplicó un alza en torno al 70% y para los grandes usuarios el alza fue cercana al 100%.
- Durante mayo se aplicó la primera alza a los precios de mercado para las generadoras. El alza de los precios de gas fue transferido a los costos variables de producción reconocidos por el CAMMESA de las máquinas, lo que explica el alza del precio spot a partir del 31 de mayo (valores del orden de 35 Ar\$/MWh).
- La resolución 426-04 establece que la inscripción de nuevos contratos en el mercado a término podrá ser realizada semestralmente (programaciones estacionales) y la duración de los mismos será de dos o más períodos semestrales.

BRASIL

- El Ministerio de Minas y Energía ha estado coordinando con su par argentino la exportación de energía de Brasil hacia Argentina. En el mes de mayo, la Secretaría de Energía de Argentina realizó una licitación para importar energía desde Brasil. En la licitación resultó ganador Tractebel, con 500 MW máximos para el trimestre junio-agosto 2004. CIEN recibirá por la energía transmitida un peaje ascendente a 10,5 R\$/kW-mes.
- En el mes de junio 2004 la jueza del estado de Goiás determinó la revocación de la liminar que favorecía a CELG y que respaldaba los pagos menores a los establecidos en los contratos de suministro de energía. La decisión significa que Celg está obligada a cumplir el contrato original y que CDSA puede exigir los pagos desde julio de 2003 hasta la presente fecha. Las dos empresas están en conversaciones buscando un acuerdo de pago de los valores debidos en el pasado, que hasta la fecha de hoy, bajo el contrato original de suministro de energía, asciende a cerca de R\$ 222,6 MM considerando multas e intereses

CHILE

- El 13 de marzo fue promulgada la ley N° 19.940 (Ley Corta), que en sus aspectos principales:
 - modifica el régimen de transporte de electricidad
 - reduce del 10% al 5% la diferencia entre el precio regulado y los precios libres
 - permite que los clientes entre 500 kW y 2.000 kW puedan optar por ser clientes libres o regulados.
- La CNE envió el Informe final de Precios de Nudo que contempla un precio monómico en Alto Jahuel de 42,04 US\$/MWh.
- En marzo de 2004, el aumento de consumos de gas en Argentina y la falta de inversión en instalaciones para inyección de gas, motivó a la autoridad argentina a disponer medidas que obligan a limitar las exportaciones de gas a Chile, específicamente la resolución 659. Estas limitaciones han sido reducidas con la sustitución de esta resolución por la disposición N° 27.
- La SEC emitió la Resolución N° 754 que fija las prioridades para el consumo de gas natural. Esta resolución prioriza los consumidores residenciales, comerciales y centros hospitalarios; en segunda prioridad está el suministro de gas mínimo para las centrales generadoras que garantiza una operación segura en el sistema eléctrico y finalmente están las industrias y centrales que pueden operar con diesel. Además, esta entidad creó una comisión en el SIC y otra en el SING, para monitorear la situación energética. Esta resolución fue impugnada por variados actores del

mercado, y en particular por Endesa, buscando que la SEC establezca claramente los procedimientos de compensación en caso de existir traspaso de volúmenes de gas entre los consumidores.

- El Gobierno ha encargado a ENAP la formación de un consorcio con privados para posibilitar la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) mediante una licitación internacional para el abastecimiento de este combustible. ENDESA, COLBUN y AES GENER han manifestado que analizarán esta iniciativa.
- A partir del 28 de mayo, el Gobierno Argentino aplicó una retención de 20% al gas natural que se exporta. Esta medida afecta directamente a Chile, quien compra casi el 90% del gas exportado por Argentina.

COLOMBIA

- El Documento CONPES 3281 ordena la venta de la participación estatal en varias empresas, entre ellas ISA y las distribuidoras eléctricas. El Gobierno Nacional venderá su participación en ISA, vendiendo inicialmente, en lo que resta de este año, un 19% de la participación que tiene la Nación en la empresa. Según el Gobierno, la Nación mantendrá una participación mayoritaria con el 40% de su propiedad y la participación de otros agentes públicos accionistas de ISA, logrando así más del 50%, con lo cual podrá ejercer el control en ciertas decisiones estratégicas, sin afectar el normal desempeño de la Compañía.
- La CREG publicó la resolución 050-2004 la cual contiene una propuesta para la determinación y asignación del Cargo por Confiabilidad, el cual entraría en vigencia desde noviembre del año 2006 y reemplazaría al actual pago por cargo por capacidad. Se reciben comentarios de los distintos actores hasta diciembre 2004.

PERÚ

- El sector eléctrico peruano viene sufriendo la más fuerte sequía de los últimos 10 años, lo que ha coincidido con una demanda de electricidad que viene incrementándose en un orden del 6% anual. Debido a este contexto, actualmente existe un gran diferencial entre el precio del mercado regulado y el libre. El precio en el mercado regulado es de US\$ 25/MWh aproximadamente y en el mercado libre es de US\$100/MWh.
- Las distribuidoras Hidrandina, Electronoroeste (ENOSA) y Electro surmedio y Electrocentro, de propiedad del Estado, presentan déficits de contratos este año. El COES ha prorrateado los retiros de estas empresas en función a los ingresos por potencia de los generadores del sistema. En la última semana de junio el Ministro de Energía y Minas se reunió con los representantes de las empresas distribuidoras y generadoras, planteando que las pérdidas ocasionadas sean asumidas entre enero y junio por las distribuidoras privadas, y a partir de entonces hasta diciembre por Electroperú. Esta última empresa no acepta tal planteamiento, lo que estaría entrapando el acuerdo final.
- El 13 de abril se publicó el informe de fijación tarifaria para el período mayo-octubre del 2004, que establece un precio de energía en horas de punta de 11,49 centavos de soles / kWh, un precio de energía en horas fuera de punta de 7,71 centavos de soles / kWh y un precio de potencia de 16,09 soles de dólar / kW mes.
- En mayo 2004 entró en vigencia el pago de la potencia adicional (por despacho) la cual considera un 20% de la bolsa de ingresos por potencia.

- En el mes de junio llegó a Lima el gas natural de Camisea, específicamente al City Gate de Lurín, donde se realizaron las primeras pruebas para iniciar su comercialización el 9 de agosto próximo.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA:

1) MERCADO CHILENO

enero-junio 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	ENDESA CONSOLIDADA
Total generación de energía	4.405,9	356,0	1.464,5	1.316,7	7.543,1	243,8	7.786,9
generación hidroeléctrica	3.609,0	356,0	1.464,5	-	5.429,5	-	5.429,5
Generación térmica	796,8	-	-	1.316,7	2.113,6	243,8	2.357,4
Compras de energía	3.036,8	235,3	-	71,1	615,3	227,2	842,5
compras a empresas relacionadas	2.492,6	-	-	-	2.492,6	-	2.492,6
compras a relacionadas en mercado spot	-	235,3	-	-	235,3	-	235,3
compras a otros generadores	539,1	-	-	-	539,1	-	539,1
Compras al spot	5,1	-	-	71,1	76,2	227,2	303,4
Pérdidas y consumos propios	89,4	2,1	13,6	6,5	111,6	2,5	114,2
Total ventas de energía	7.353,2	589,2	1.450,9	1.381,3	8.046,8	468,5	8.515,3
Ventas a precios regulados	5.211,3	-	26,3	26,0	5.263,6	-	5.263,6
Ventas a precios no regulados	1.623,6	-	53,8	325,2	2.002,7	468,5	2.471,2
Ventas al mercado spot	283,0	-	487,9	9,6	780,5	-	780,5
Ventas a empresas relacionadas	235,3	589,2	882,9	1.020,4	2.727,9	-	2.727,9
Participación sobre las ventas (%)	41,6%	0,0%	3,3%	2,1%	47,0%	8,7%	37,8%

enero-junio 2003 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	ENDESA CONSOLIDADA
Total generación de energía	4.863,1	489,8	1.745,2	1.160,8	8.258,8	274,8	8.533,6
generación hidroeléctrica	4.411,3	489,8	1.745,2	-	6.646,2	-	6.646,2
Generación térmica	451,8	-	-	1.160,8	1.612,6	274,8	1.887,4
Compras de energía	2.123,9	226,4	-	197,7	767,0	195,5	962,5
compras a empresas relacionadas	1.781,0	-	-	-	1.781,0	-	1.781,0
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
compras a otros generadores	305,5	-	-	-	305,5	-	305,5
Compras al spot	37,5	226,4	-	197,7	461,5	195,5	657,0
Pérdidas y consumos propios	109,3	5,1	12,4	76,6	203,4	2,9	206,3
Total ventas de energía	6.877,7	711,1	1.732,7	1.281,9	8.822,4	467,5	9.289,9
Ventas a precios regulados	4.338,2	585,6	30,8	32,1	4.986,7	-	4.986,7
Ventas a precios no regulados	2.010,6	0,1	69,4	308,8	2.388,8	467,5	2.856,4
Ventas al mercado spot	528,9	125,4	758,0	34,6	1.446,8	-	1.446,8
Ventas a empresas relacionadas	-	-	874,6	906,4	1.781,0	-	1.781,0
Participación sobre las ventas (%)	43,2%	4,5%	5,4%	2,4%	55,5%	9,2%	44,2%

2) CHILE Y OTROS MERCADOS

enero-junio 2004 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	1.663,0	4.276,0	869,8	5.218,1	1.575,2	2.238,8	7.786,9
generación hidroeléctrica	1.663,0		869,8	5.172,6	1.575,2	2.086,6	5.429,5
Generación térmica		4.276,0		45,5		152,2	2.357,4
Compras de energía	68,0	36,0	280,9	1.423,9	259,6	102,1	842,5
compras a empresas relacionadas				-			2.492,6
compras a relacionadas en mercado spot							235,3
compras a otros generadores				59,3		66,9	539,1
Compras al spot	68,0	36,0	280,9	1.364,6	259,6	35,2	303,4
Pérdidas y consumos propios		153,0	-	50,1		102,0	114,2
Total ventas de energía	1.732,0	4.159,0	1.151,1	6.592,2	1.834,8	2.238,9	8.515,3
Ventas a precios regulados			519,7	2.635,8	1.435,2	761,3	5.263,6
Ventas a precios no regulados	441,0	358,0		1.434,3	111,7	863,1	2.471,2
Ventas al mercado spot	1.291,0	3.801,0	631,4	2.522,1	287,9	614,5	780,5
Ventas a empresas relacionadas			-				2.727,9
Participación sobre las ventas (%)	4,2%	10,0%	3,6%	20,6%	1,0%	24,4%	37,8%

enero-junio 2003 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	2.113,0	1.432,8	697,1	4.380,0	1.027,5	2.443,6	8.533,6
generación hidroeléctrica	2.113,0		697,1	4.254,8	1.027,5	2.435,4	6.646,2
Generación térmica	-	1.432,8	-	125,2	-	8,2	1.887,4
Compras de energía	321,0	419,0	501,1	1.485,8	651,1	76,4	962,5
compras a empresas relacionadas				305,5			1.781,0
compras a relacionadas en mercado spot							-
compras a otros generadores				15,1			305,5
Compras al spot	321,0	419,0	501,1	1.165,2	651,1		657,0
Pérdidas y consumos propios		41,8	-	47,4		111,0	206,3
Total ventas de energía	2.434,0	1.810,0	1.197,9	5.818,7	1.678,7	2.409,0	9.289,9
Ventas a precios regulados			275,4	2.792,2	1.610,4	677,2	4.986,7
Ventas a precios no regulados	1.117,0	903,0	-	1.218,1	-	826,4	2.856,4
Ventas al mercado spot	1.317,0	907,0	617,0	1.808,4	68,3	905,4	1.446,8
Ventas a empresas relacionadas			305,5				1.781,0
Participación sobre las ventas (%)	5,6%	3,7%	3,6%	17,4%	1,1%	27,8%	44,2%

F. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

ARGENTINA

- Riesgo hidrológico: Durante el semestre los aportes hidrológicos del Comahue (sur) se encontraron por debajo de la media histórica, en cambio, los aportes del río Uruguay han tenido un 80% de probabilidad de excedencia durante el último trimestre.
- Precio de los combustibles: Los precios de boca de pozo del gas natural serán escalados para llegar en julio de 2005 a valores en torno a 1 US\$/MMBTu. La primera alza fue realizada en el mes de mayo pasado alcanzando una variación total para el gas que utilizan las centrales en GBA superior al 20%. Este incremento es trasferido a los precios de mercado a través de la redeclaración quincenal de costos variables de producción de las centrales. Los problemas de suministro de gas natural unidos a la escasez hidrológica han llevado el consumo de fuel oil y diesel oil a

niveles de comienzos de los 90. Esto ha incrementado fuertemente los costos de producción del sistema.

- Variación de demanda: La demanda se incrementó en 9,3% acumulado durante el primer semestre del año 2004. La exportación a Brasil se mantiene en cero desde febrero de 2002.

BRASIL

- Riesgo hidrológico: El subsistema sur recuperó sus niveles de embalse durante los meses de mayo y junio, alcanzando niveles sobre los del año anterior. El sistema en su conjunto se encuentra con un nivel de energía embalsada mayor a la media.
- Precio de los combustibles: El precio de los combustibles para la generación térmica no es relevante para la Compañía porque nuestra capacidad instalada en Brasil es 100% hidroeléctrica.

CHILE

- Riesgo hidrológico: La probabilidad de excedencia acumulada al 30 de junio de 2004 es de 60.1%, que representa una hidrología normal-seca en el sistema. Con la información disponible al 1 de julio de 2004, y si las condiciones previstas para el clima persisten, es altamente probable que el año hidrológico 2004-2005 se ubique en torno al 80% de probabilidad de excedencia.
- Riesgo de combustibles: Debido a la escasez de gas registrada en Argentina, la autoridad restringió las exportaciones de gas a Chile. Estas limitaciones han impactado el normal despacho de las centrales de ciclo combinado, debiendo reemplazar el eventual faltante por combustibles líquidos, elevando los costos del sistema. Respecto al precio del diesel y carbón, en los últimos meses han experimentado un alza en los mercados internacionales.

COLOMBIA

- Riesgo hidrológico: El nivel de hidrología ha sido bueno, y mejor que durante el mismo período del año 2003, especialmente en la zona nor-oriental donde se encuentra ubicado Emgesa. 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.
- Riesgo devaluación: Una devaluación afectaría el ingreso por contratos, ya que la tarifa de estos contratos es monómica y está firmada en Col\$. Los ingresos por ventas en bolsa podrían verse afectados si los agentes generadores no incorporan en sus ofertas el valor de la devaluación.

PERÚ

- Riesgo hidrológico: : El volumen total embalsado en lagunas y reservorios al 30 de junio alcanzó los 144.58 MMm³, lo cual representa el 51.21% de la capacidad total, siendo 40.21% inferior al promedio de los últimos 2 años. El grupo Endesa es vendedor neto en el spot, por lo que el riesgo frente a condiciones hidrológicas secas es bajo.
- 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 que los precios de energía en el sistema se ven afectados. El 76% de la capacidad instalada de Endesa en Perú es hidroeléctrica y adicionalmente, la compañía es vendedor neto en el mercado spot, por lo que el aumento en el precio de los combustibles no representa un gran riesgo.

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, una porción importante de los ingresos proviene de los contratos de exportación de energía a Brasil que está indexada 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 dólares, 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, llegando a niveles prudentes, la empresa ha modificado su política de cobertura dólar-peso para establecer un descalce contable máximo permisible, sobre el cual se realizarán operaciones de cobertura.

Al 30 de junio de 2004, la empresa en términos consolidados tiene cubierto en Chile, mediante contratos forwards dólar-peso, un monto de US\$ 10 millones, comparado con US\$ 193 millones a igual fecha del año anterior. La variación se debe a la disminución del descalce contable debido principalmente a la reducción del pasivo en dólares 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 87 % / 13 % fijo / variable al 30 de junio de 2004. El porcentaje de deuda en tasa fija ha aumentado si se compara con la relación 72% / 28 % a igual fecha del año anterior debido al bajo nivel de las tasas de interés de mercado que han permitido fijar la deuda a tipos de interés más atractivos.