

## ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA

### De las principales empresas eléctricas

Al 31 de diciembre de 2011

#### 1. Empresas Distribuidoras

##### Situación Patrimonial

La situación resumida de las empresas se puede observar en el siguiente cuadro:

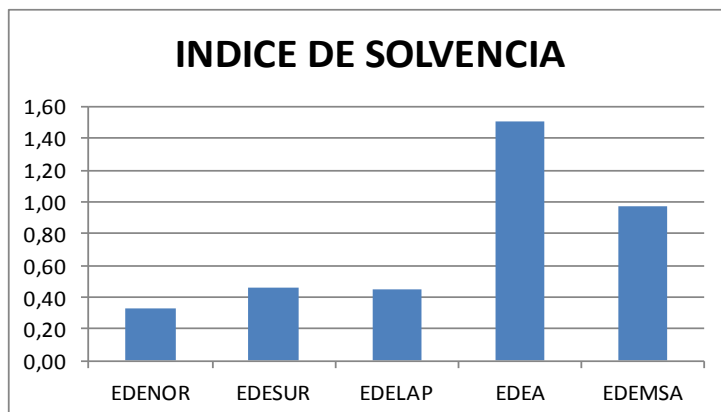
<b>SITUACIÓN PATRIMONIAL al 31/12/2011</b>					
	<i>Millones de pesos</i>				
	<b>EDENOR</b>	<b>EDESUR</b>	<b>EDELAP</b>	<b>EDEA</b>	<b>EDEMSA</b>
Total del Activo	5.367,0	4.564,9	959,0	1.133,3	1.040,8
Activo corriente	1.075,3	700,9	77,8	189,3	224,4
Activo no corriente	4.291,7	3.864,0	881,2	944,0	816,4
Total del Pasivo	4.052,5	3.132,5	659,8	451,8	529,3
Pasivo corriente	1.075,8	2.572,2	316,7	241,0	372,5
Pasivo no corriente	2.976,7	560,3	343,1	210,8	156,8
Patrimonio Neto	1.314,5	1.432,4	299,2	681,5	511,5
Deudas bancarias y financieras	1.249,0	392,0	12,3	79,1	195,3
Corto plazo	59,1	182,0	12,3	9,1	104,7
Largo plazo	1.189,9	210,0		70,0	90,6

Del cuadro precedente se puede observar que:

El Índice de solvencia, medido como el cociente entre el Patrimonio Neto y el Pasivo, es menor al considerado razonable para empresas del Sector Eléctrico a nivel internacional, siendo el caso de EDENOR el más grave. Esto se debe a un crecimiento del endeudamiento, que en el caso de las deudas financieras es - fundamentalmente - en moneda extranjera, que se actualizan al tipo de cambio al cierre del ejercicio, cuando la empresa tiene sus tarifas en pesos y no actualizadas. Cabe señalar, que si bien EDENOR tiene el endeudamiento más alto, el perfil del servicio de su deuda es bastante bueno porque los vencimientos mayores se encuentran en el año 2022.

No obstante, cabe observar que el Índice se encuentra distorsionado porque los Bienes destinados al servicio, incluidos en el rubro Bienes de Uso del balance, se valúan a costos históricos y no a valores actualizados.

El siguiente gráfico muestra el índice de las empresas observadas:

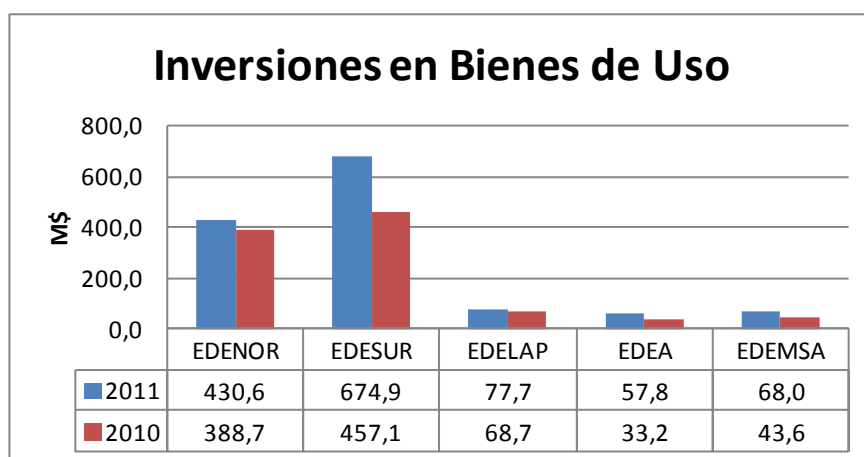


Como se dijo precedentemente, en esta situación, influye la falta de actualización de los activos, porque sino la situación sería mejor a la observada.

En general:

- La situación financiera muestra una insuficiente liquidez, sin capital de trabajo operativo; excepto EDENOR.
- Las empresas han invertido en el ejercicio 2011, a valores históricos más que en el ejercicio anterior, pero a raíz de su situación económica – financiera, la inversión fue mucho menos de lo que corresponde si nos atenemos al verdadero valor que deberían tener los activos afectados al servicio.

El siguiente cuadro muestra la inversión por empresas, en formas comparativa con el ejercicio anterior



El índice que relaciona la Inversión con la Depreciación en todos los casos es mayor que 1, pero esta distorsionado por la falta del ajuste por inflación del valor de los Bienes de Uso.

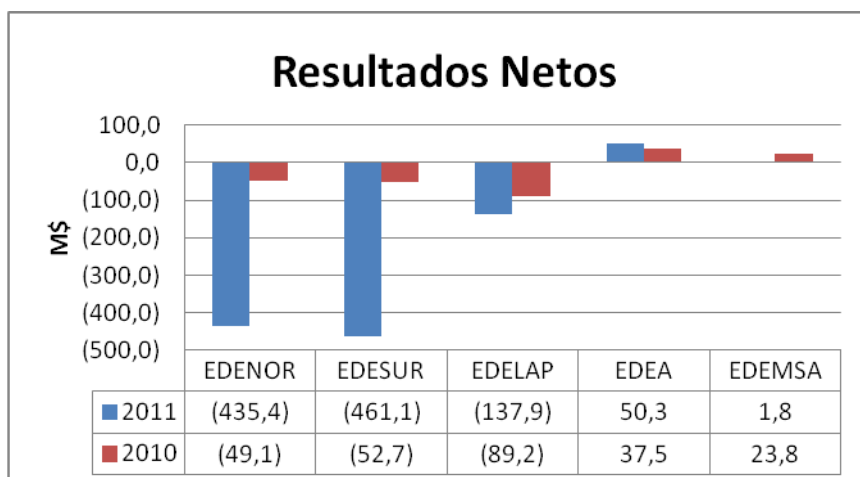
### Situación económica

En el siguiente cuadro se puede apreciar la situación económica de las empresas analizadas:

<b>CUADRO DE RESULTADOS al 31/12/2011</b>					
	<i>Millones de pesos</i>				
	<b>EDENOR</b>	<b>EDESUR</b>	<b>EDELAP</b>	<b>EDEA</b>	<b>EDEMSA</b>
Ingresos					
Ingresos por Venta de energía	2.230,2	2.145,9	254,4	520,6	708,8
Otros ingresos	50,7	227,4		33,5	
<b>Subtotal</b>	2.280,9	2.373,3	254,4	554,1	708,8
Costos variables (Compra de energía y/o combustibles)	(1.130,9)	(1.199,8)	(138,4)	(176,5)	(285,5)
<b>Contribución marginal</b>	1.150,0	1.173,5	116,0	377,6	423,3
Costos de operación y mantenim., admist y comerc.	(1.181,9)	(1.282,9)	(198,7)	(268,0)	(361,2)
<b>EBITDA</b>	(31,9)	(109,4)	(82,7)	109,6	62,1
Depreciación Bienes de Uso	(184,8)	(176,6)	(28,2)	(30,7)	(37,6)
Amortización de intangibles y otros					(6,2)
Previsión para contingencias		(124,4)			
<b>Resultado operativo</b>	(216,7)	(410,4)	(110,9)	78,9	18,3
Resultados financieros (netos)	(309,9)	(10,6)	(18,0)	(4,3)	(37,1)
Resultado por reestructuración de prestamos	6,5				
Resultados por Inversiones permanentes	80,8				
Otros Ingresos/Egresos y otros	(25,8)		(25,5)	2,8	11,8
Impuesto a las Ganancias	29,7	(40,2)	16,5	(27,1)	8,8
<b>Resultado Neto</b>	(435,4)	(461,1)	(137,9)	50,3	1,8

Las 3 empresas nacionales han tenido resultados negativos. En cambio las empresas provinciales (EDEA y EDEMSA) con tarifas más altas y cierta movilidad de las mismas generaron utilidades después de impuestos.

Un gráfico comparativo de los “resultados netos” de los ejercicios 2011/2010 se muestra a continuación:



Como se puede observar hay un fuerte deterioro de los resultados de las distribuidoras nacionales.

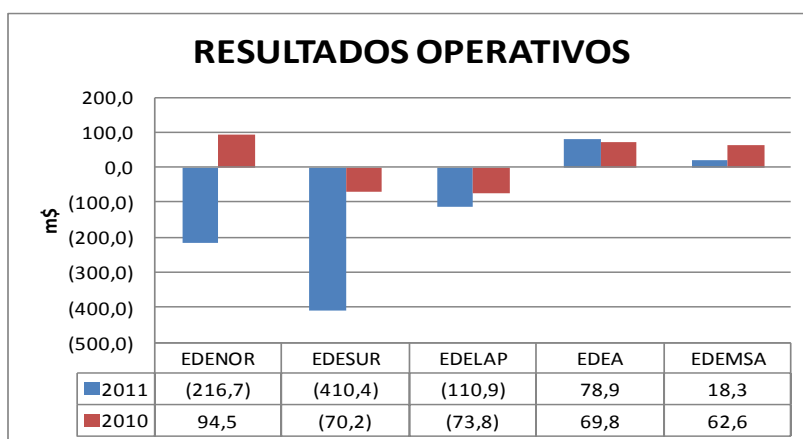
Si se analiza este resultado neto, en función de los ingresos y costos que lo componen veremos cuáles son las causas de deterioro que se muestra en el cuadro anterior, excepto el caso de EDEA y EDEMSA, en el que influyó el aumento de las ventas

Si se comienza por analizar los Resultados Operativos, tenemos que:

Si bien los ingresos han crecido por efecto del aumento de la demanda entre un 3% y un 5% (según la empresa) los costos han crecido más que proporcionalmente. Las empresas EDESUR, EDENOR y EDELAP tienen resultados operativos negativos. Esta situación es como consecuencia de un fuerte incremento de los costos no acompañado por un aumento similar en las tarifas y al aumento, en algunas de ellas, de las “pérdidas de energía”.

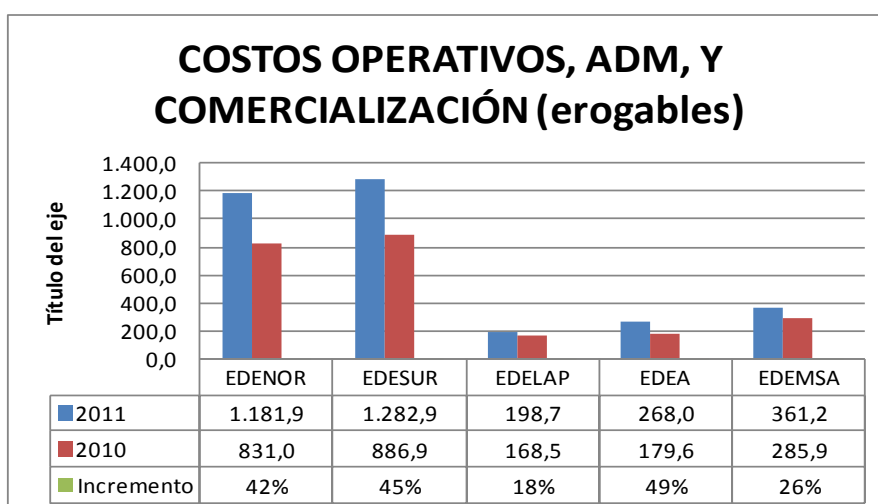
Otra causa que afectó a las empresas fueron las multas impuestas por el Ente Regulador, con motivo de interrupciones del suministro de energía eléctrica durante el año 2011. Es decir, que a pesar que los Contratos no se han renegociado se le aplican multas como si estuvieran funcionando en una situación de equilibrio de económico-financiero.

El siguiente cuadro, muestra en forma comparativa con el ejercicio anterior los “resultados operativos” de las empresas.



Como se puede observar hay también un fuerte deterioro de los resultados operativos con motivo del aumento de los costos de explotación del servicio.

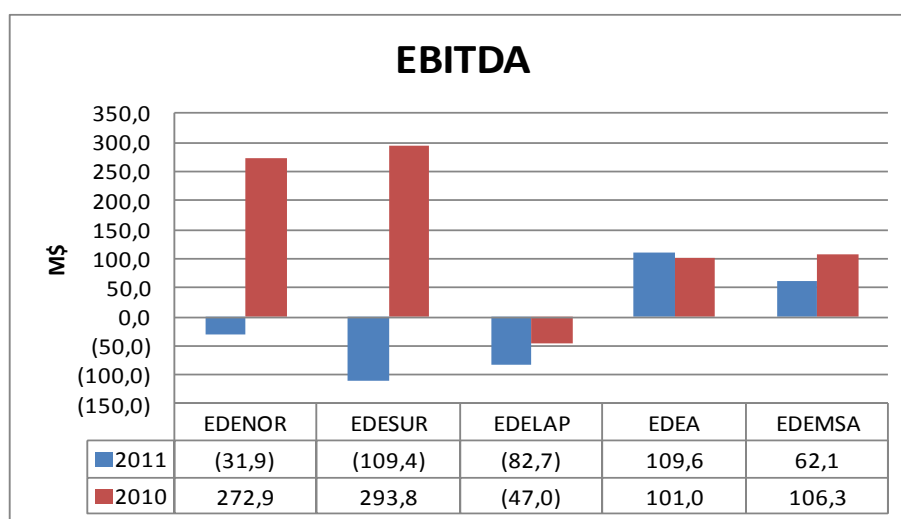
En forma comparativa con el ejercicio anterior, se puede observar el incremento de dichos costos:



Este incremento de los costos se debe al aumento de las remuneraciones y costos de personal, al incremento del costo por trabajos de terceros, materiales y otros insumos.

Mientras tanto las tarifas no han recibido ningún ajuste a fin de absorber esos mayores costos. En efecto, en general, las empresas no han tenido incrementos tarifarios acordados por el Ente Regulador, en el caso de las empresas nacionales, suscribieron un acuerdo con el PEN de carácter provisorio en el año 2005, con un aumento de la tarifa media del servicio no superior al 15%, que reflejó un aumento promedio del VAD del 28%, de ese

aumento quedaron excluidos los clientes residenciales. En dicha acta, se estableció un sistema para actualizar las tarifas en forma semestral por el aumento de los costos de las distribuidoras, acordándose un Mecanismo de Monitoreo de Costos establecido en el Acta Acuerdo firmada con la UNIREN, que en general no fueron aplicados. El Acta Acuerdo Provisorio asignó al ENRE la renegociación definitiva de los contratos que aún no se concretó. Por otra parte, a excepción de EDEA Y EDEMSA las empresas han tenido un EBITDA positivo.

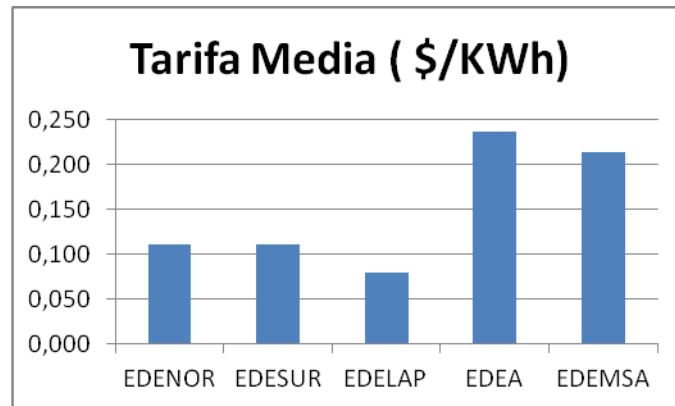


El EBITDA (ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización) muestra un fuerte deterioro en el 2011; a excepción de EDEA. Este deterioro implica menores recursos para hacer frente a las inversiones y al pago del servicio de la deuda.

Asimismo, afecta el normal desempeño de las empresas y los recursos que tienen para mejorar el mantenimiento y para hacer inversiones. Esto último nos lleva a concluir que sin un aumento de tarifas, la única salida para hacer las inversiones que exige el gobierno es el endeudamiento y/o la capitalización.

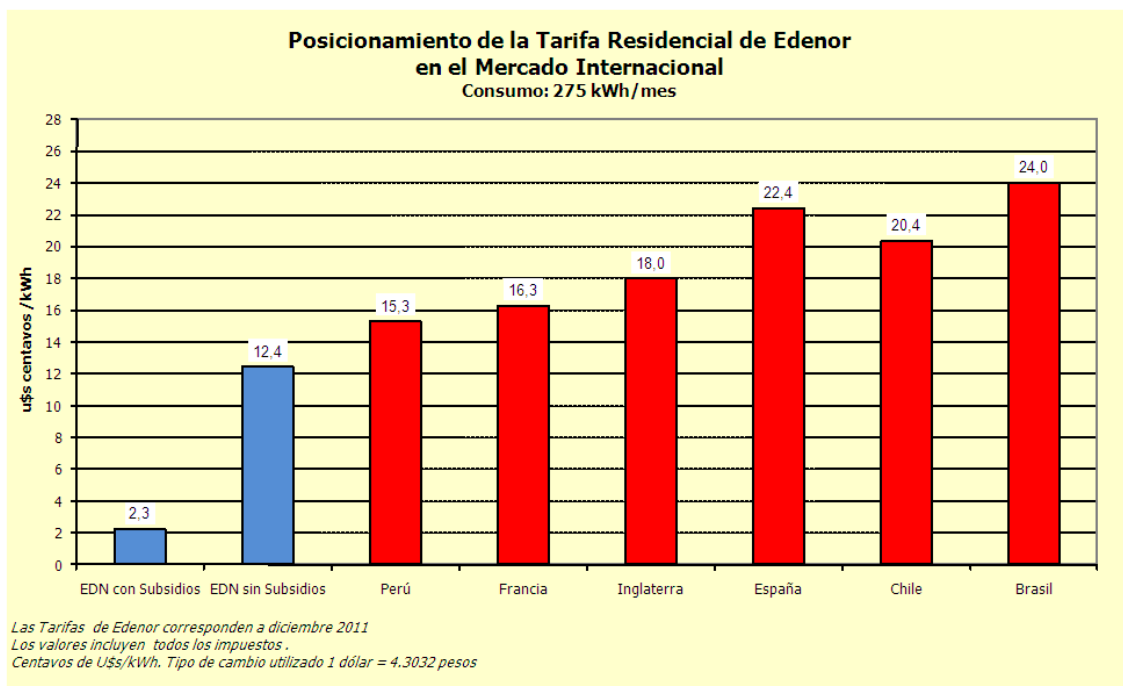
En caso que el endeudamiento fuese posible, no resulta claro cómo van a poder pagar el servicio de la deuda y, la alternativa de aportes de capital implicaría un cambio de política que fije normas claras y permita una rentabilidad razonable como resultado de costos eficientes.

El precio medio de venta (\$/kwh) ha oscilado en el año 2011 entre las diferentes empresas, observándose que las empresas nacionales tienen una tarifa menor que las provinciales, según se muestra en el siguiente gráfico:



EDENOR ha estimado un deterioro de la tarifa media – en términos reales - del 58%, desde el inicio de la Concesión hasta el cierre del ejercicio 2011.

Nos parece conveniente, incluir un grafico comparativo con las tarifas de otros países, que esa empresa incluye en la Memoria y Balance al 2011, que es muy representativo del desfase tarifario que existe.



Las pérdidas de energía estuvieron entre el 10,7y el 12,7%.

La demanda de energía se ha incrementado. Por lo tanto, el aumento de los costos se encuentra mitigado por la mayor demanda que ha permitido una mejor absorción de los costos fijos y, a ajustes de los cuadros tarifarios en las empresas provinciales.

Por otra parte, cabe señalar que el costo por depreciación de los “bienes destinados al servicio” se encuentra devaluado; toda vez, que está calculado sobre un valor de los Bienes de Uso alejado de la realidad económica. Cálculos estimativos permiten concluir que el valor de los activos fijos registrados en libros están devaluados en más de un 100%, aproximadamente, según el método que se utilice para actualizarlos. Esto afecta, el valor de las amortizaciones lo que permite inferir que, si se permitiese el ajuste por inflación de los EECC, las empresas tendrían un “resultado operativo” peor al que se muestra en los cuadros precedentes, como resultado de la mayor incidencia de las amortizaciones.

En efecto, desde la privatización el valor contable de los Bienes se ha ajustado por inflación hasta agosto del 1995 y en el 2002 y el 2003 hasta febrero de dicho año; desde esa fecha se encuentra suspendido la aplicación del ajuste de los Estados Contables por pérdida del poder adquisitivo de la moneda, por ende, los valores de los Bienes afectados al servicio están alejados de los costos actualizados y/o de reposición.

Por lo tanto, este hecho afecta la validez de los resultados y los índices de rentabilidad de las compañías.

Caber señalar también, que la falta del ajuste por inflación desde el punto de vista impositivo hace que las empresas tributen impuestos sobre bases totalmente distorsionadas respecto de la realidad económica.

## **2. Empresas generadoras**

Durante el año 2011 la demanda del Sistema Eléctrico Argentino registró un crecimiento de 5,1% respecto del año 2010, alcanzando un valor total de 116.418 GWh netos.



La potencia máxima bruta generada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó un nuevo récord histórico de 21.564 MW en el mes de agosto, superando en un 3,5% al record del año 2010 de 20.843 MW.

Teniendo en consideración los ingresos del 2011, la potencia instalada total del MEM alcanzó los 29.443 MW,

El parque de generación térmica ha contribuido al cubrimiento de la demanda en 61%, la generación nuclear en 5%, la generación hidroeléctrica en 32%, mientras que el 2% restante corresponde a la importación.

El precio de gas de referencia reconocido a los generadores del MEM, se mantuvo invariable durante el año 2011. Asimismo se mantuvo el valor tope de la energía en 120 \$/MWh, establecido por la Resolución S.E.

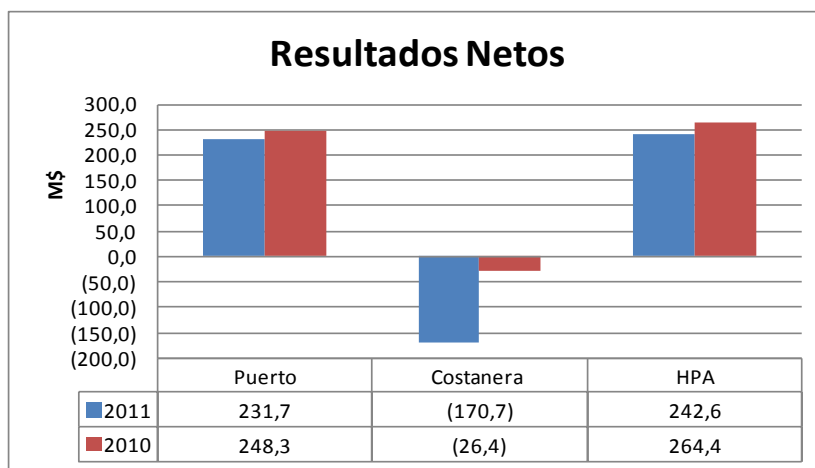
El siguiente cuadro muestra los resultados de algunas de las empresas generadoras del Sector Eléctrico Argentino:

<b>ESTADO DE RESULTADOS al 31/12/2011</b>			
	<b>CENTRAL PUERTO</b>	<b>ENDESA COSTANERA</b>	<b>PIEDRA DEL AGUILA</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Ingresos			
Ingresos por Venta de energía	1.907,6	2.918,7	667,2
Otros ingresos			
<b>Subtotal</b>	1.907,6	2.918,7	667,2
Costos variables (Compra de energía y/o combustibles)	(1.238,3)	(2.468,5)	(62,0)
<b>Contribución marginal</b>	669,3	450,2	605,2
Costos de operación y mantenimiento y; administración	(275,6)	(269,7)	(191,2)
<b>EBITDA</b>	393,7	180,5	414,0
Depreciación Bienes de Uso	(58,7)	(156,1)	(25,0)
Amortización de intangibles y otros			(51,6)
<b>Resultado operativo</b>	335,0	24,4	337,4
Resultados financieros (netos)	(26,0)	(114,8)	35,5
Resultados por Inversiones permanentes	8,2		
Otros Ingresos/Egresos y otros	31,9	0,2	4,3
Impuesto a las Ganancias	(117,4)	(80,5)	(134,7)
<b>Resultado Neto</b>	231,7	(170,7)	242,6

Las empresas generadoras han cubierto los costos variables con sus ingresos por ventas, generando una contribución marginal positiva que le permitió hacer frente al resto de los gastos de explotación y administración.

Esto motivo, que el resultado operativo fuera positivo durante el año 2011 y el resultado neto final después de costos financieros e impuestos también, excepto en Central Costanera debido a los altos costos financieros y los mayores costos por depreciación de los activos físicos.

El siguiente gráfico muestra en forma comparativa con el ejercicio anterior la evolución de los resultados netos de las empresas.



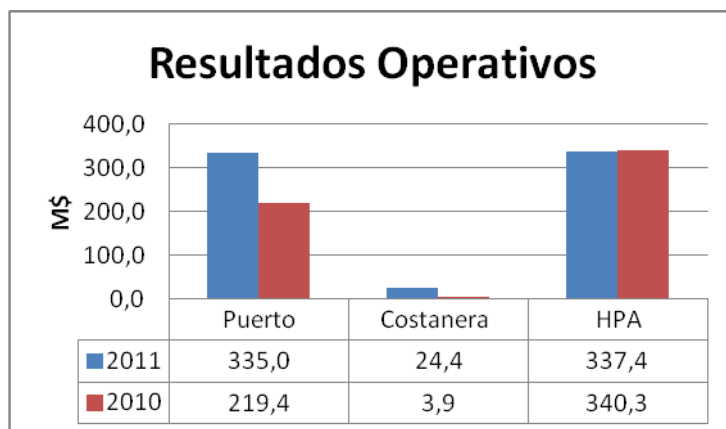
Como se puede observar, a valores históricos el resultado fue inferior al año anterior en las tres empresas observadas.

Si se analizan los componentes del cuadro de resultados, comenzando por las ventas, se puede observar que:

- El aumento de las ventas en ENDESA Costanera se explica por el aumento de las ventas físicas del 4,9% y, por el reconocimiento de los mayores costos sobre los precios spot por utilización de combustibles líquidos en la generación.
- En Central Puerto ha influido – principalmente - una mayor disponibilidad del parque de generación y la puesta en funcionamiento de la turbina a vapor N° 7, provocando que el volumen físicos de venta creciera en un 62.5%.
- En Hidroeléctrica Piedra del Águila, se observa una leve disminución de las ventas respecto del ejercicio anterior.

A su vez, la contribución marginal ha sido positiva y ha permitido absorber los costos de mantenimiento, operación y administración.

Si se compara la evolución de los resultados operativos con el ejercicio anterior, se puede observar que:



En general la situación mejoro con relación al ejercicio anterior por un aumento de las ventas más que proporcional que el aumento de los costos: En los costos se destacan – fundamentalmente - los costos variables, combustibles, que representa alrededor del 80% de los costos totales, en las generadoras térmicas, que aumentaron en más del 20% y, también se observa un aumento de los otros costos remuneraciones, materiales e insumos.

Con relación a los resultados financieros; excepto, Central Costanera que tiene costos financieros importantes, en las otras dos centrales no tienen mayor incidencia.

Si bien, la rentabilidad sobre los activos (ROA) fue del 13,6 % en Central Puerto, 8,0% en Piedra del Águila y del 0,7% para ENDESA, estas no son representativas de la real situación económica. En efecto, los valores de los activos físicos se hallan a precios muy alejados de los de reposición al no ajustarse por la pérdida del poder adquisitivo de la moneda.

La **situación patrimonial** se puede ver a continuación:

**SITUACION PATRIMONIAL al 31/12/2011**

	<b>CENTRAL PUERTO</b>	<b>ENDESA COSTANERA</b>	<b>PIEDRA DEL AGUILA</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Total del Activo	1.577,2	2.141,1	2.757,2
Activo corriente	723,9	503,6	301,4
Activo no corriente	853,3	1.637,5	2.455,8
Total del Pasivo	658,4	1.989,8	1.220,1
Pasivo corriente	442,2	1276,1	122,0
Pasivo no corriente	216,2	713,7	1098,1
Patrimonio Neto	918,8	151,3	1537,1

Del cuadro precedente se observa que Central Puerto y Piedra del Águila tienen una relación de solvencia de 1,40 y 1,26 respectivamente. En cambio, en ENDESA Costanera es del 0.08; es decir, el pasivo es 13 veces mayor al patrimonio neto. Esto implica que esta empresa tiene un alto endeudamiento (M\$1989,8), gran parte a corto plazo (M\$1276,1) que representa el 64,1% del pasivo total. No obstante, cabe señalar que al no actualizarse los activos por la pérdida del poder adquisitivo de la moneda, esta relación está afectada sensiblemente; es decir, si los activos fijos destinados a la generación se ajustaran a valores actualizados y/o de reposición el índice sería mejor. Por otra parte, ha tenido un EBITDA positivo de 180,5 M\$ que le permitió hacer frente a los costos financieros, pero no parece suficiente para hacer frente al pago de los capitales adeudados.

Las empresas han tenido un EBITDA y Cash Flow positivos lo que posibilita el aporte de fondos propios a las inversión o cancelación de deudas.

Las empresas Central Puerto y Piedra del Águila han tenido un “capital de trabajo” operativo positivo y un índice de liquidez por encima de 1, no así en el caso de Central Costanera que alcanza a 0,39 y, tiene un capital de trabajo negativo de 489 M\$, debido fundamentalmente a su situación de endeudamiento financiero.

## Tarifas

En este tema cabe destacar, que hay una fuerte restricción en la formación del precio Spot en virtud de la Res SE N° 240/03, según la cual el precio spot horario de venta de energía resulta desvinculado de la señal de escasez del mercado. Si bien los volúmenes de producción resultan de un despacho económico de mínimo costo, el precio de venta de energía surge de un ordenamiento de máquinas a las que se le supone plena disponibilidad de gas. De esta forma, el costo de las máquinas térmicas con combustible líquido mezcla no fijan precio de mercado (sancionado con gas) y su costo (por combustible real consumido) se lo reconoce como “sobrecostos transitorios de despacho”; a su vez, el valor del utilizado para el despacho económico en centrales con capacidad de embalse no participan en la formación del precio. Esto produce una fuerte reducción de los ingresos que deberían tener las compañías y afecta sensiblemente sus resultados económicos.

La Secretaría de Energía y CAMMESA tienen importantes deudas con las empresas generadoras, en concepto de LVFVD (Liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir) y Acreencias Res SE N° 406.2003.

<b>Créditos con CAMMESA y Otros al 31/12/2011</b>			
	<b>CENTRAL PUERTO</b>	<b>ENDESA COSTANERA</b>	<b>PIEDRA DEL AGUILA</b>
	M\$	M\$	M\$
A corto plazo			
Créditos por ventas	412,50	334,80	25,40
Acreencias Res S.E. 406/03	93,90	15,90	128,90
A largo plazo			
Créditos por ventas		80,50	
Acreencias Res S.E. 406/03	123,90	115,90	1.330,40
<b>Total</b>	<b>630,30</b>	<b>547,10</b>	<b>1.484,70</b>

Esta Resolución fija mecanismos transitorios para la asignación de los recursos del Fondo de Estabilización. Los saldos pendientes de pago de cada mes se consolidan para ser pagados cuando el fondo cuente con el dinero suficiente. Desde el 1 de septiembre de 2003, las Generadoras reciben parcialmente el pago de sus acreencias por ventas de energía al sistema, quedando el

remanente como crédito. Esto se conoce como LVFVD (Liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir).

Las empresas fueron convocadas para invertir sus créditos acumulados por LVFVD, durante el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 en un “Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía en el MEM” (FONINVEMEN). Dichos fondos se afectaron a la construcción de dos centrales de ciclo combinado de al menos 800 MW cada una. El acuerdo contempla que las generadoras recibirán la devolución de las acreencias por LVFVD en 120 cuotas iguales y consecutivas, convertibles a dólares de EEUU, con un rendimiento anual de LIBOR más 1%, a partir de la habilitación comercial de las centrales.

Adicionalmente, fueron convocadas a aportar al FONINVEMEM el 50% de las LVFVD correspondientes al período comprendido entre enero y diciembre de 2007, con una devolución similar a la anterior pero con una tasa LIBO más 2%. Lo expuesto deja en evidencia que la determinación de los precios no responde a los costos del sistema y, que tampoco se cobran los precios fijados lo cual incide negativamente en la situación económica y financiera de las empresas.

A continuación se muestra un cuadro de las Generadoras con las acreencias anteriormente detalladas.

### **3. TRANSENER**

Los datos que se exponen a continuación se refieren a los Estados Contables Consolidados de la Sociedad, es decir, que comprenden a TRANSBA y TRANSENER propiamente dicha.

La composición de los resultados de ejercicio 2011 comparados con el 2010 se muestra a continuación:

<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>				
<b>Información de Memoria y Balance al 31/12/2011</b>	<b>Al 31 de diciembre</b>		<b>Variación</b>	
<b>Millones de \$</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>M\$</b>	<b>%</b>
Ingresos				
Ingresos por Venta de energía	323,3	347,1	(23,8)	-7%
Canon IV línea neto	116,9	86,5	30,4	35%
Otros ingresos	188,0	150,1	38,0	25%
<b>Subtotal</b>	<b>628,2</b>	<b>583,7</b>	<b>44,5</b>	<b>8%</b>
Costos de operación y mantenim., admnist y comerc.	(505,8)	(370,6)	(135,3)	37%
<b>EBITDA</b>	<b>122,4</b>	<b>213,1</b>	<b>(90,7)</b>	<b>-43%</b>
Depreciación Bienes de Uso	(77,2)	(76,6)	(0,6)	1%
Amortización de intangibles y otros	(30,8)	(45,5)	14,7	-32%
<b>Resultado operativo</b>	<b>14,5</b>	<b>91,1</b>	<b>(76,6)</b>	<b>-84%</b>
Resultados financieros (netos)	(67,7)	(20,0)	(47,7)	239%
Otros Ingresos/Egresos y otros	(23,9)	5,2	(29,1)	-560%
Impuesto a las Ganancias	8,9	(53,1)	62,0	-117%
<b>Resultado Neto</b>	<b>(68,2)</b>	<b>23,2</b>	<b>(91,4)</b>	<b>-395%</b>

Los resultados económicos consolidados, correspondientes al ejercicio económico cerrado al 31 de diciembre de 2011 arrojaron una pérdida neta de 68,2 M\$, debido a que el resultado operativo positivo de 14,5 M\$, no alcanzó a absorber los otros egresos netos 23,9 M\$ y la pérdida en concepto de resultados financieros (67,7M\$). Por otra parte, la pérdida antes de impuestos fue mitigada en parte por el crédito en concepto de impuesto a las ganancias 8,9 M\$.

Es decir, que la empresa pasó de un resultado positivo de 23,2 M\$ en el año 2010 a una pérdida de 68,2 M\$ en el ejercicio 2011, debido al incremento del 37% en los costos de explotación erogables, mientras que los ingresos solo lo hicieron en un 8%.

El EBITDA (Ingresos antes de Intereses, Impuestos y Depreciaciones) ha sido positivo en 122,4 M\$ pero, un 43% menor al del año anterior.

La situación patrimonial se puede observar en el siguiente cuadro:

<b>SITUACIÓN PATRIMONIAL</b>				
<b>Millones de \$</b>	<b>Al 31 de diciembre</b>		<b>Variación</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>M\$</b>	<b>%</b>
Total del Activo	1.959,6	1.966,8	(7,2)	0%
Activo corriente	307,8	253,9	53,9	21%
Activo no corriente	1.651,8	1.712,9	(61,1)	-4%
Total del Pasivo	904,9	840,9	64,0	8%
Pasivo corriente	162,1	198,4	(36,3)	-18%
Pasivo no corriente	742,8	642,5	100,3	16%
Participaciones minoritarias	40,5	43,5	(3,0)	-7%
Patrimonio Neto	1.014,2	1.082,5	(68,3)	-6%

En el cuadro anterior, se observa que el grupo tiene un Capital Propio de 1.014.2 M\$, con una relación de solvencia de 1.17, medida como el cociente entre el Patrimonio Neto y el Pasivo Total.

Tiene una deuda financiera equivalente al 74 % del pasivo total, constituida principalmente por Obligaciones Negociables a vencer en el largo plazo.

La deuda financiera neta al cierre del ejercicio es de 665,4 M\$ y, el índice de endeudamiento, medido como el cociente del pasivo total sobre el patrimonio neto) es de 86%

El índice de liquidez que mide los pesos con que cuenta la empresa para hacer frente a cada peso adeudado en el corto plazo alcanza a 1,9.

Un resumen de indicadores según la Memoria de la empresa se muestra a continuación:

	<b>Individual</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Solvencia (a)	119 %	136 %	112 %	129 %
Endeudamiento (b)	84 %	74 %	89 %	78 %
Liquidez corriente (c)	194 %	123 %	190 %	128 %
Razón del patrimonio al activo (d)	54 %	58 %	52 %	55 %
Razón del inmovilización de activo o del capital (e)	87 %	90 %	84 %	87 %
Rentabilidad (f)	(7)%	6 %	(7)%	7 %
Apalancamiento o "leverage" financiero (g)	2,3 x	3,7 x	2,2 x	4,1 x
Rotación de los activos (h)	0,3 x	0,2 x	0,3 x	0,3 x

(a) Solvencia: Patrimonio neto/Pasivo total

(b) Endeudamiento: Pasivo total/Patrimonio neto

(c) Liquidez: Activo corriente/Pasivo corriente

(d) Razón del Patrimonio Neto: Patrimonio Neto/Total Activo

(e) Inmovilización del capital: Activo no corriente/Total del activo

(f) Rentabilidad: Resultado del ejercicio excluido el Impuesto a las Ganancias / Patrimonio neto excluido el resultado del ejercicio

(g) Apalancamiento: EBITDA (1) / Intereses generados por pasivos

(h) Rotación de los activos: Ventas/Activo total

(1) EBITDA Ajustado: ganancia operativa más depreciación y amortización, más la porción de interés correspondiente al ajuste por el Índice de variación de costos (IVC)



## Situación Tarifaria

En mayo de 2005 Transener y Transba firmaron Actas Acuerdos con la UNIREN que contienen los términos y condiciones para la adecuación del Contrato de Concesión, acordándose renegociación parcial, quedando a cargo del ENRE la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Se le reconoció a la empresa un ajuste parcial a cuenta del resultado de la RTI dispuesto a partir del 1° de julio de 2008, tanto Transener como Transba requirieron sin éxito al ENRE que proceda a dictar los actos administrativos destinados al reconocimiento en la tarifa de los incrementos de costos ocurridos luego de la firma del Acta Acuerdo, lo que motivó el inicio de reclamos en instancias judiciales.

Al cierre del ejercicio 2011 todavía no se había implementado dicha Revisión. No obstante, en virtud del monitoreo de costos y régimen de calidad de servicio previsto hasta la entrada de la RTI, se aplicaron incrementos que no satisficieron a la empresa según las pautas previamente fijadas; por lo cual, han efectuados los reclamos correspondientes antes las autoridades regulatorias.

Cabe aclarar, que según la Memoria y Balances de TRANSENER el 21 de Diciembre de 2010 se firmó con la SE y el ENRE un Acuerdo Instrumental al Acta Acuerdo UNIREN (el Acuerdo Instrumental), establece:

- el reconocimiento de un crédito a Transener y Transba por las variaciones de costos obtenidas en el período Junio 2005 – Noviembre 2010, calculado a través del índice de variación de costos del Acta Acuerdo (IVC),
- la cancelación mandatoria del financiamiento recibido de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) mediante la cesión de los créditos resultantes del reconocimiento de variaciones de costos, mencionados en el punto anterior, un mecanismo de pago de los saldos a favor pendientes, durante el año 2011
- el reconocimiento de un monto adicional a recibir a través de CAMMESA a destinar a inversiones en el sistema por la suma de \$ 34,0 millones en Transener y \$ 18,4 millones en Transba,
- un procedimiento para la actualización y pago de las variaciones de costos que surjan siguiendo la secuencia de los semestres ya transcurridos desde el 1 de Diciembre de 2010 hasta el 31 de Diciembre de 2011,
- que se retiren las acciones de amparo por mora presentadas a la justicia solicitando el reconocimiento de los mayores costos y la convocatoria a audiencia pública para llevar a cabo la RTI.

Es decir que, TRANSENER recibe fondos en concepto de préstamos, por parte de CAMMESA, que se destinaron a la operación y mantenimiento y, al

plan de inversiones correspondiente al año 2011 y que serian compensables con los créditos que tiene la empresa en concepto de variaciones de costos no reconocidas en las tarifas

## INDICADORES ECONOMICOS FINANCIEROS

	EDENOR	EDESUR	EDELAP	EDEA	EDEMSA	CENTRAL PUERTO	CENTRAL COSTANERA	PIEDRA DEL AGUILA	TRANSENER
<b>Financieros</b>									
Capital de trabajo operativo (AC-PC+DFaCP)	59	-1.689	-227	-43	-43	321	-489	198	164
Índice de liquidez (AC/PC)	1,00	0,27	0,25	0,79	0,60	1,64	0,39	2,47	1,90
Pasivo Total sobre Activo total	0,76	0,69	0,69	0,40	0,51	0,42	0,93	0,44	0,46
Endeudamiento (Pasivo total /PN)	3,08	2,19	2,21	0,66	1,03	0,72	13,15	0,79	0,86
Patrimonio Neto sobre Activo Total	0,24	0,31	0,31	0,60	0,49	0,58	0,07	0,56	0,54
Deuda Financiera sobre Pasivo Total	0,31	0,13	0,02	0,18	0,37	0,17	0,39	0,36	0,74
Solvencia (PN sobre Pasivo total)	0,32	0,46	0,45	1,51	0,97	1,40	0,08	1,26	1,17
Inmovilización (Act no Corriente sobre Act total)	0,80	0,85	0,92	0,83	0,78	0,54	0,76	0,89	0,84
Inversiones en Bienes de Uso sobre Depreciación	2,33	3,82	8,48	1,88	1,81	0,65	1,91	89,24	0,70
Capacidad de reinversión (cash flow sobre Inversiones)	-0,58	-0,24	-1,41	1,40	0,58	7,58	-0,05	0,12	0,17
<b>Económicos</b>									
ROE (Resultado neto sobre patrimonio)	-33,1%	-32,2%	-46,1%	7,4%	0,3%	25,2%	-112,8%	15,8%	-6,5%
Margen operativo sobre ventas	-9,5%	-17,3%	-43,6%	15,2%	2,6%	17,6%	0,8%	50,6%	2,3%
Contribución Marginal sobre ventas	51,6%	54,7%	45,6%	72,5%	59,7%	35,1%	15,4%	90,7%	142,7%
Ventas sobre activo total	42,5%	52,0%	26,5%	45,9%	68,1%	120,9%	136,3%	24,2%	32,1%
ROA (Rentabilidad sobre el activo) (Res Oper (1-t) / AT)	-2,6%	-5,8%	-7,5%	4,5%	1,1%	13,8%	0,7%	8,0%	0,5%
Leverage (ROE/ROA)	12,62	5,51	6,13	1,63	0,31	1,83	-152,34	1,98	-13,44
EBITDA (M\$)	-32	-109	-83	110	62	394	181	414	122
Cash flow (ganancia neta más amortizaciones)	-251	-160	-110	81	39	290	-15	268	9
Costos operativos sobre ventas	51,82%	54,05%	78,10%	48,37%	50,96%	64,91%	9,24%	28,66%	80,51%
<b>Precios</b>									
Promedio de venta (\$/kWh)	0,1110	0,1114	0,0802	0,2368	0,2139	0,2062	0,3437		
Promedio de compra (\$/kWh)	0,0492	0,0623	0,0384	0,0714	0,0769				
Margen bruto medio (\$/KWh)	0,0618	0,0491	0,0418	0,1654	0,1370				
Costo promedio de costos variables por MWh						140,06	293,97		
<b>Otros</b>									
Clientes sobre empleados	838	909	628	639	562				
Pérdida de energía	12,64%	12,41%	12,00%	11,1%	10,7%				
Consumo promedio por usuario año (kwh factur. /usuarios)	7.054.054	8.063	9.479	4.627	8.664				