



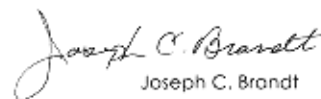
En cuanto a aspectos regulatorios, se destacó en especial la publicación en marzo de 2004 de la Ley N° 19.940, conocida como "Ley Corta", que recogió varias de las observaciones que planteamos en forma constructiva durante su periodo de discusión. Durante el resto del año, el debate normativo se trasladó a los contenidos de los reglamentos que complementarán esa ley y a posibles regulaciones tendientes a desincentivar la utilización de gas natural argentino en el sector eléctrico chileno.

A nivel de resultados financieros, el año concluyó con una utilidad de 39 mil millones de pesos, en parte por ingresos extraordinarios. Estos resultados permitieron distribuir dividendos provisorios por un total de 32.487 millones de pesos.

Mirando hacia el futuro, y a pesar de la incertidumbre que aún existe con respecto al suministro de gas desde Argentina, la compañía cuenta con diversas fortalezas. A la combinación de tecnologías de generación de nuestro parque instalado, a la diversidad de nuestra cartera de proyectos y a la capacidad profesional de nuestro equipo humano, se suman nuestra solidez financiera y el conocimiento técnico y la experiencia que AES aporta al negocio, con lo cual continuaremos desempeñando un rol de liderazgo en el mercado de la generación eléctrica en Chile.

Al concluir estas palabras quiero manifestar un agradecimiento especial a ustedes, señores accionistas, por haber redoblado su confianza en la compañía durante este periodo. También al directorio que presido y a todos quienes integran el grupo de empresas AES Gener, por su fuerte trabajo y dedicación a lo largo del exigente año 2004.

Durante 2005 continuaremos trabajando con entusiasmo para seguir respondiendo a su confianza en beneficio de todos.



Joseph C. Brandt

Presidente del Directorio

Identificación de la sociedad

Constitución de la sociedad

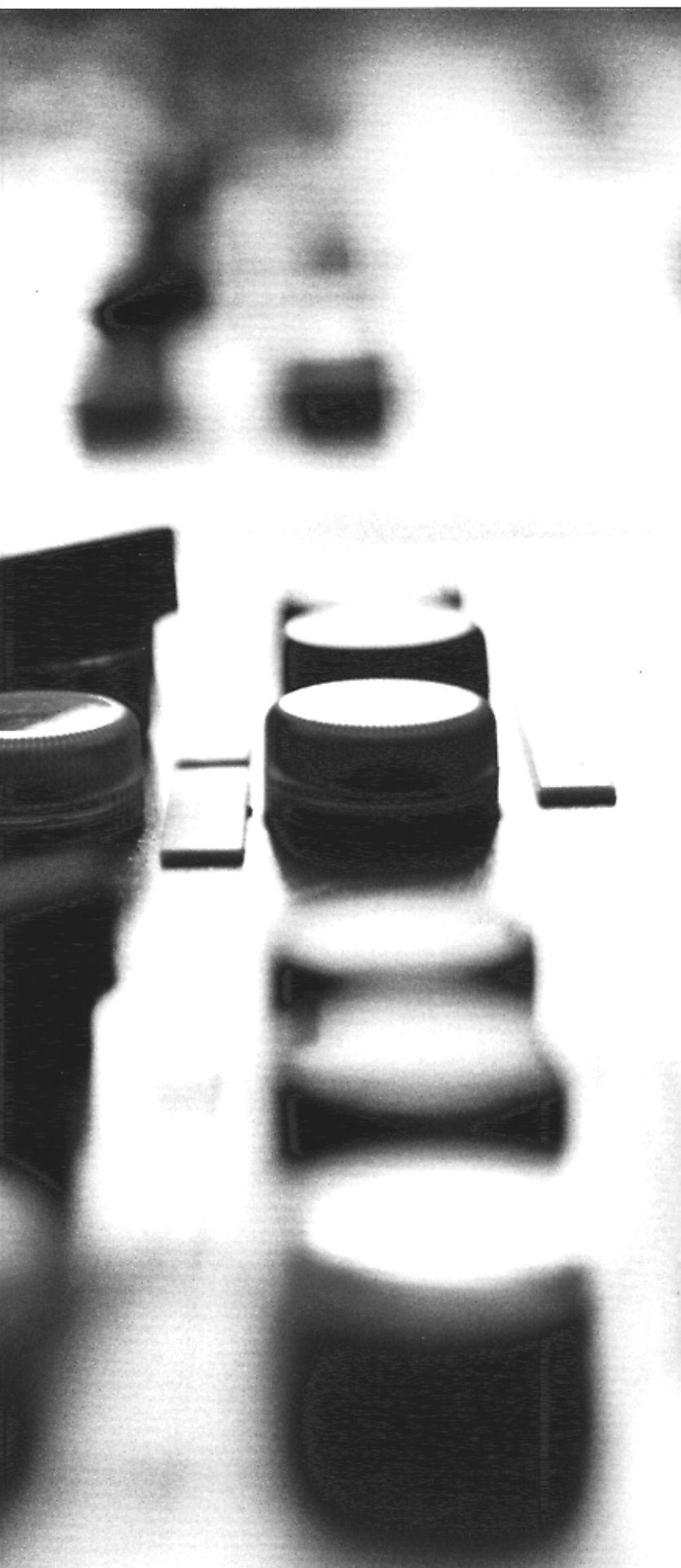
Síntesis histórica

Grupo de empresas AES Gener

Directorio

Ejecutivos

Propiedad y control



## Presentación

AES Gener S.A. (AES Gener) es una sociedad anónima abierta orientada fundamentalmente a la generación de electricidad en Chile. Su compromiso es generar y suministrar energía eléctrica de manera eficiente y sustentable, actuando responsablemente con sus accionistas, el mundo financiero, la sociedad y el medio ambiente.

Sirve al Sistema Interconectado Central, SIC, a través de cuatro centrales hidroeléctricas de pasada, dos centrales termoeléctricas a carbón y una central turbogas a petróleo diesel, todas pertenecientes directamente a AES Gener. También sirve al SIC mediante una central de ciclo combinado a gas natural y una central a petróleo diesel pertenecientes a su filial Eléctrica Santiago: una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la coligada Empresa Eléctrica Guacolda, y dos centrales de cogeneración y una turbina a gas de su filial Energía Verde.

La compañía es también proveedora de energía del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, a través de sus filiales Norgener y TermoAndes. La primera cuenta con una central termoeléctrica a carbón en la ciudad de Tacapilla, y la segunda, con una central de ciclo combinado a gas natural ubicada en Salta, Argentina, conectada al SING mediante una línea de transmisión de propiedad de la filial InterAndes.

Esta combinación de alternativas de generación otorga a AES Gener ventajas comparativas en el mercado eléctrico chileno, al no depender exclusivamente de un determinado recurso para la producción de electricidad.

Adicionalmente a su participación en sector eléctrico en Chile, en el que busca focalizarse, AES Gener es productor de energía eléctrica en Colombia y República Dominicana, mediante las empresas Chivor e Itabo, respectivamente, y cuenta con otros activos en los ámbitos de generación de vapor y transporte de gas natural.

Al cierre de 2004, AES Gener pertenece en 98,79% a Inversiones Cachagua Limitado, filial de The AES Corporation, empresa estadounidense dedicada a la generación y distribución de energía eléctrica.

Señores accionistas:

El año 2004 fue, para AES Gener, un período de grandes desafíos financieros, de producción, comerciales y regulatorios, que enfrentamos con profesionalismo y dedicación, tras los cuales la compañía resultó fortalecida.

En materia financiera, concluimos exitosamente el proceso de reestructuración iniciado en 2003, que nos permitió reducir el endeudamiento consolidado en aproximadamente US\$ 300 millones y extender el vencimiento de nuestros principales pasivos hasta el año 2014. El impacto de esta reestructuración se aprecia especialmente en la mejora sustancial del índice de cobertura de gastos financieros, al punto que la compañía presentó al 31 de diciembre de 2004 la razón entre flujo operacional y gastos financieros más halgada de los últimos ocho años.

Tal reestructuración incluyó el refinanciamiento de TermoAndes e InterAndes, y fue seguida por los refinanciamientos de Energía Verde, Norgener y Chivor, este último por US\$ 253 millones. Así estas filiales también concluyeron el año 2004 con mayor flexibilidad financiera.

Otra fuente de grandes desafíos para la empresa fueron las restricciones presentadas en el suministro de gas natural desde Argentina, que entre abril y junio tuvieron lugar simultáneamente con una importante baja en el nivel de agua acumulada en los embalses del SIC. Estas restricciones de gas afectaron directamente a las centrales Nueva Renca, de Eléctrica Santiago, y Salta, de TermoAndes, a pesar de que ambas cuentan con contratos ininterrumpibles de transporte y de suministro de gas. Directamente se vieron también afectadas otras generadoras del SIC y del SING, e indirectamente todos los integrantes de estos dos sistemas a raíz del alza registrada en los costos marginales.

En las áreas de producción, nuestros esfuerzos respecto a las restricciones de gas estuvieron orientados a usar el combustible disponible de la forma más eficiente posible, a habilitar y poner a punto en breve plazo sistemas duales que permitieron la generación con diesel como combustible de respaldo en las centrales Nueva Renca y Salta, y a activar un plan de contingencia operacional que posibilitara la puesta en servicio y la operación simultánea de unidades carboneras y a diesel de la compañía que normalmente ejercen una función de respaldo dentro del SIC y del SING. Además optimizamos la gestión de compra de combustibles y adaptamos algunos parámetros operacionales para usar combustibles más económicos sin descuidar el resguardo ambiental. Nuevamente la diversidad de nuestro parque generador fue un factor determinante para atenuar los efectos de esta crisis.

Más allá de la crisis del gas, en el ámbito de producción los desafíos del año 2004 se relacionaron fuertemente con la optimización de la gestión de nuestras centrales, especialmente buscando mejores resultados económicos a través del incremento en su disponibilidad y menores gastos de operación y mantenimiento excluyendo combustibles. Esto es coherente con el propósito de las empresas AES de lograr para 2006 que todas las centrales del grupo a nivel mundial logren ubicarse en cuanto a calidad de la gestión operativa en el primer cuartil del grupo de centrales comparables de la industria, y para 2008 en el primer decil.

En materia comercial, un importante hito del año fue el acuerdo alcanzado entre AES Gener, Norgener y Minera Escondida, con el que se puso término al proceso arbitral iniciado por este cliente en diciembre de 2002. En síntesis, el acuerdo implicó la extensión hasta 2015 de dos contratos de suministro eléctrico vigentes entre Norgener y Minera Escondida, una rebaja en el precio de estos contratos, un pago en efectivo por parte de Minera Escondida y la suscripción de un contrato de suministro adicional.

Asimismo, en el ámbito comercial sobresalieron durante el año las gestiones relacionadas con las reliquidaciones de potencia en el SIC correspondientes al período 2000 - 2003, materia que dio origen a diversas divergencias entre los generadores del sistema. En términos generales, las posiciones de la compañía fueron bastante atendidas por los integrantes del recién estrenado Panel de Expertos, en especial en lo relativo a la definición de horas con mayor probabilidad de pérdida de cargo.









## Identificación de la sociedad

**Razón social:**

AES Gener S.A.

**RUT:**

94.272.000-9

**Tipo de sociedad:**

Sociedad Anónima Abierta

**Inscripción en el Registro de Valores:**

N° 0176

**Dirección:**

Mariano Sánchez Fontecilla 310.  
piso 3, Las Condes,  
Santiago, Chile.

**Teléfono:**

(56-2) 686 8900

**Fax:**

(56-2) 686 8917

**Casilla:**

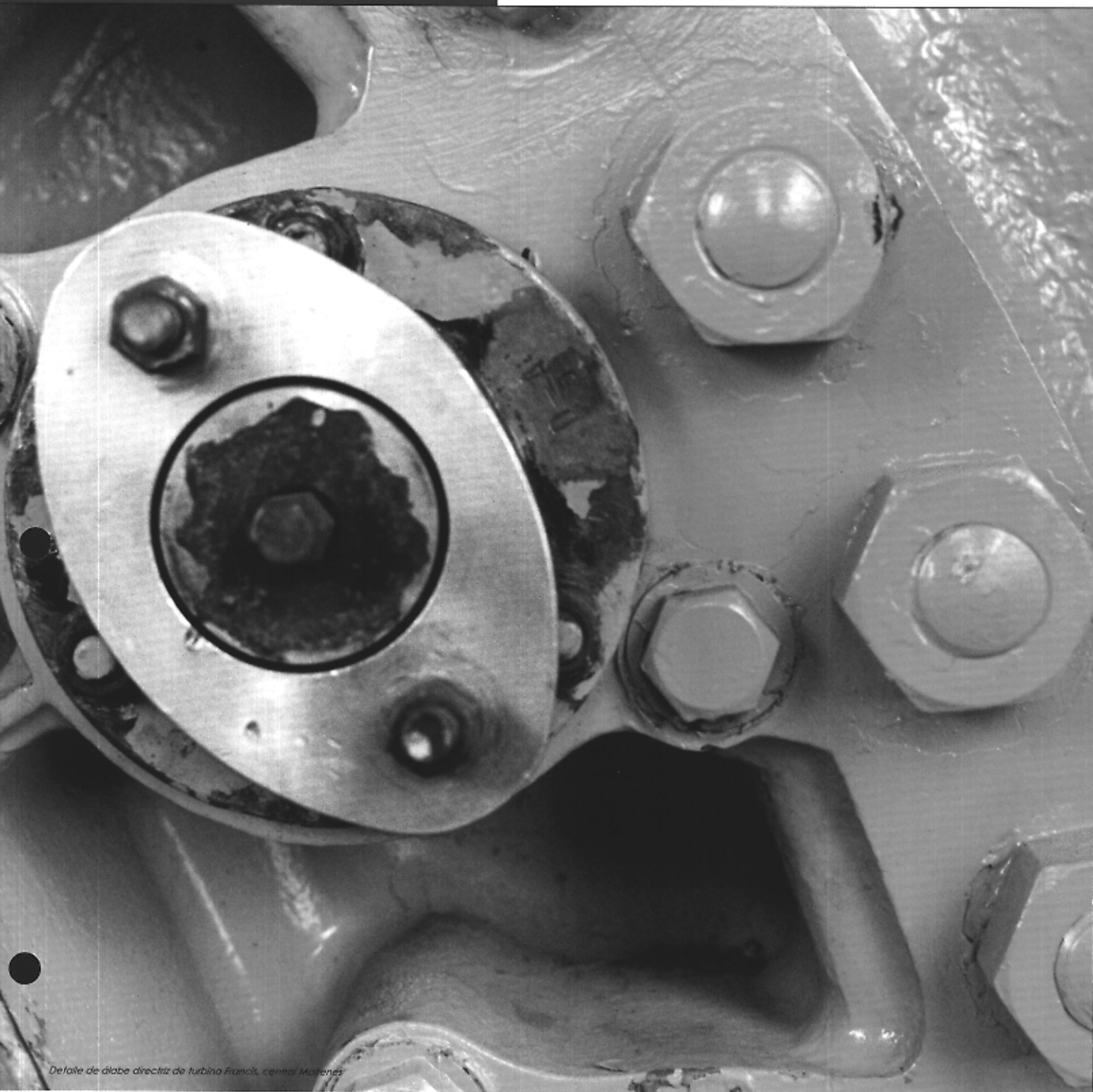
N° 3514, Santiago

**Página Internet:**

[www.aesgener.cl](http://www.aesgener.cl)

**Código nemotécnico en bolsas:**

Gener



*Detalle de ábete directriz de turbina Francis, central Matanzas*



## Constitución de la sociedad

AES Gener fue constituida por escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada por el notario público de Santiago don Patricio Zaldivar M. Sus estatutos fueron aprobados por la Superintendencia de Valores y Seguros por resolución N° 410-S del 17 de julio de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 31.023 del 23 de julio del mismo año. Está inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.107 N° 7.274 de 1981.

## Síntesis histórica

Los orígenes de AES Gener se remontan a la Compañía Chilena de Electricidad S.A., creada en 1921 y estatalizada en 1970.

En 1981, esa empresa estatal fue reestructurada en una casa matriz y tres filiales, una de las cuales, Chilectra Generación S.A., se orientó a la generación de energía eléctrica, iniciando su operación comercial independiente en agosto del mismo año.

En 1986, la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) dio inicio al proceso de privatización de la empresa, el que concluyó exitosamente en enero de 1988 con el traspaso del 100 % de su propiedad al sector privado.

En septiembre de 1989, durante la junta general ordinaria de accionistas de ese año, se acordó modificar la razón social, adoptando el nombre de Chilgener S.A. En ese momento la compañía contaba con 579 MW de potencia instalada, ubicada en el Área Metropolitana y la V Región de Chile.

Nueve años más tarde, en marzo de 1998, los accionistas de la compañía acordaron cambiar nuevamente la razón social de la empresa a Gener S.A. (Gener). El cambio fue motivado fundamentalmente por la conveniencia de contar con un nombre acorde al carácter internacional adquirido por la empresa, a través de la expansión de sus operaciones hacia nuevos mercados y negocios, tanto dentro como fuera de Chile. Además de participar en el negocio de la generación de electricidad en Chile, Argentina, Colombia y República Dominicana, Gener desarrollaba también actividades tales como la generación de vapor, la extracción y comercialización de carbón, la exploración, extracción y el transporte de gas natural, la exploración y explotación de petróleo, la preparación y comercialización de biocombustible densificado, la prestación de servicios naviero-portuarios, y la prestación de servicios de ingeniería, fundamentalmente en el ámbito eléctrico y sanitario.

En abril de 2000, se inició un proceso tendiente a la búsqueda de un socio o inversionista estratégico, de manera tal que Gener pudiera seguir creciendo dentro del nuevo contexto de la industria. Esto, teniendo en consideración las restricciones al crecimiento y al desarrollo que imponían a la empresa su menor tamaño y menor capacidad de endeudamiento respecto a sus grandes competidores internacionales.

Al fin de este proceso, The AES Corporation, mediante su filial Inversiones Cachagua Ltda., lanzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) por un porcentaje controlador de la compañía. Asimismo, llegó a un acuerdo con la empresa francesa TotalFinaElf para que esta última comprara los activos eléctricos de Gener en Argentina, en caso que la OPA fuera exitosa y sujeto a un proceso de due diligence.

El 28 de diciembre de 2000 se efectuó en la Bolsa de Comercio de Santiago un remate de acciones de Gener, en el que Inversiones Cachagua Ltda. adquirió el 61,11 % del capital accionario de la empresa. Al día siguiente, en Estados Unidos, se efectuó el canje de acciones de The AES Corporation por los ADR de Gener, correspondientes al 34,56 % de la propiedad accionaria.

Una vez tomado el control de la compañía, Inversiones Cachagua Ltda. efectuó una segunda OPA en Chile, en febrero de 2001, mediante la cual adquirió 2,87 % adicional de la propiedad, llegando a poseer 98,54 %, que más tarde alcanzó a 98,65 % mediante compras menores en bolsa.

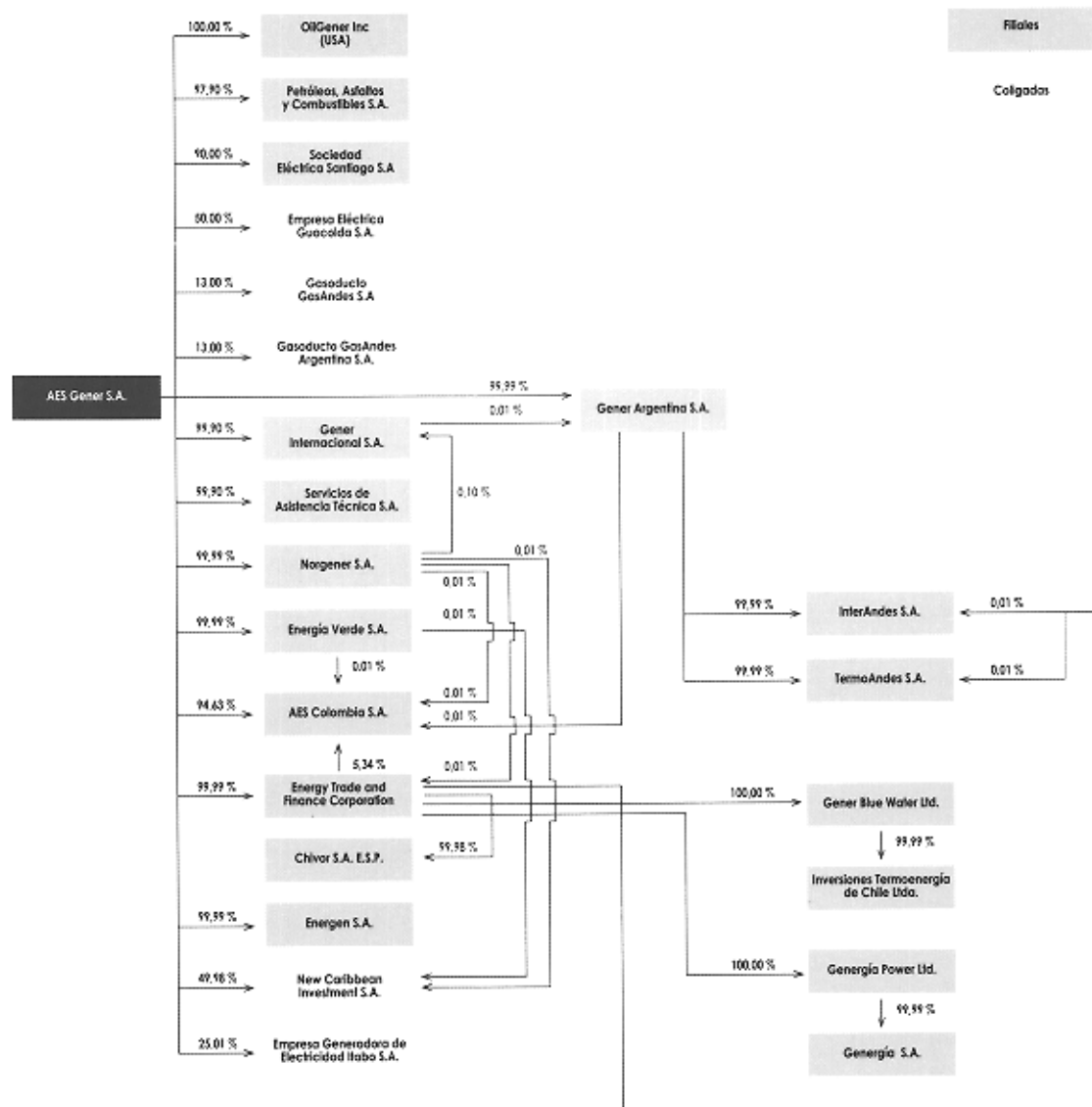
Como parte del grupo AES, durante el año 2001 Gener cambió su razón social por AES Gener S.A., e inició un proceso de venta de activos tendiente a la concentración de la empresa en el negocio de la generación eléctrica en Chile.

Durante el año 2004, tras la realización de un aumento de capital, la participación de Inversiones Cachagua Ltda. en la compañía ascendió a 98,79 %.





## Grupo de empresas AES Gener



Nota: En este cuadro las empresas son denominadas de acuerdo a su razón social (ej.: AES Gener S.A. y Chivor S.A. E.S.P.). En lo sucesivo en esta memoria, con excepción de los Estados Financieros, se hará alusión a ellas de manera simplificada (ej.: AES Gener y Chivor).

## Directorio

Al 31 de diciembre de 2004

### TITULARES

#### Joseph Brandt (Presidente)

Juris Doctorate, Georgetown University Law Center  
Master of Arts, University of Virginia  
Bachelor of Arts, George Mason University  
Pasaporte: 017079865  
Extranjero (estadounidense)

#### John Ruggirello

Bachelor of Science in Mechanical Engineering,  
New Jersey Institute of Technology  
Pasaporte: 017018196  
Extranjero (estadounidense)

#### Daniel Yarur Elsaca

Ingeniero en Información, Universidad de Chile  
Contador Auditor, Universidad de Chile  
AMP, Harvard University  
Master of Science in Finance,  
The London School of Economics  
RUT: 6.022.573-7

#### René Cortázar Sanz

Ingeniero Comercial,  
Pontificia Universidad Católica de Chile  
Ph.D. in Economics,  
Massachusetts Institute of Technology  
RUT: 5.894.548-k

#### Javier Giorgio

Ingeniero Electrónico,  
Universidad Tecnológica Nacional  
Pasaporte: 21.022.116  
Extranjero (argentino)

#### Eduardo Dutrey

Ingeniero Electromecánico,  
Universidad de Buenos Aires  
Master of Business Administration,  
Dartmouth College  
Pasaporte: 13.214.635  
Extranjero (argentino)

#### Eduardo Bernini

Economista  
Universidade de Sao Paulo  
Pasaporte: CO 271282  
Extranjero (brasileño)

### SUPLENTES

#### Martín Cordero

Contador Público,  
Universidad de Buenos Aires  
Documento Nacional de Identidad:  
2.208.713-2  
Extranjero (argentino)

#### Carlos Alberto Álvarez

Contador Público,  
Universidad de Buenos Aires  
Pasaporte: 18.109.349  
Extranjero (argentino)

#### Sergio Quiñonez

Ingeniero Electromecánico,  
Universidad Tecnológica Nacional  
Documento Nacional de Identidad:  
14.545.378  
Extranjero (argentino)

#### Fernando Pujals

Ingeniero Mecánico,  
Universidad Nacional de Rosario  
MBA de I.M.D., Laussane, Suiza  
Documento Nacional de Identidad:  
7.685.597  
Extranjero (argentino)

#### Jorge Luiz Busato

Ingeniero Eléctrico,  
Pontificia Universidade Católica  
do Rio Grande do Sul  
Pasaporte: CF 938 870  
Extranjero (brasileño)

#### Luciano Barquín

Contador Público,  
Universidad de Buenos Aires  
Pasaporte: 24.662.992  
Extranjero (argentino)

#### Pablo Santamarina

Contador Público,  
Universidad de Belgrano, Buenos Aires  
Documento Nacional de Identidad:  
22.645.230  
Extranjero (argentino)



*Sera de raquins. Centip Maïenes*

## Ejecutivos

Al 31 de diciembre de 2004

### Gerente General

---

**Luis Felipe Cerón Cerón**  
Ingeniero Civil de Industrias,  
Pontificia Universidad Católica de Chile  
Master of Science in Accounting and Finance,  
The London School of Economics  
RUT: 6.375.799-3

### Gerente de Administración y Finanzas

---

**Francisco Javier Castro Crichton**  
Ingeniero Civil de Industrias,  
Pontificia Universidad Católica de Chile  
RUT: 9.963.957-1

### Gerente Comercial

---

**Juan Carlos Olmedo Hidalgo**  
Ingeniero Civil de Industrias,  
Pontificia Universidad Católica de Chile  
Magíster en Administración de Empresas,  
Universidad Adolfo Ibáñez  
RUT: 8.490.661-7

### Gerente de Regulación y Desarrollo

---

**Juan Ricardo Inostroza López**  
Ingeniero Civil Eléctrico,  
Universidad de Chile  
Magíster en Ingeniería Eléctrica,  
Universidad de Chile  
RUT: 7.838.601-0

### Gerente de Producción

---

**Enio Belmonte Carmona**  
Ingeniero Civil Mecánico,  
Universidad Federico Santa María  
RUT: 5.188.169-9

### Fiscal

---

**Nicolás Cubillos Sigall**  
Abogado,  
Pontificia Universidad Católica de Chile  
Master of Laws, University of Michigan  
RUT: 6.370.430-K

### Directora de Comunicaciones

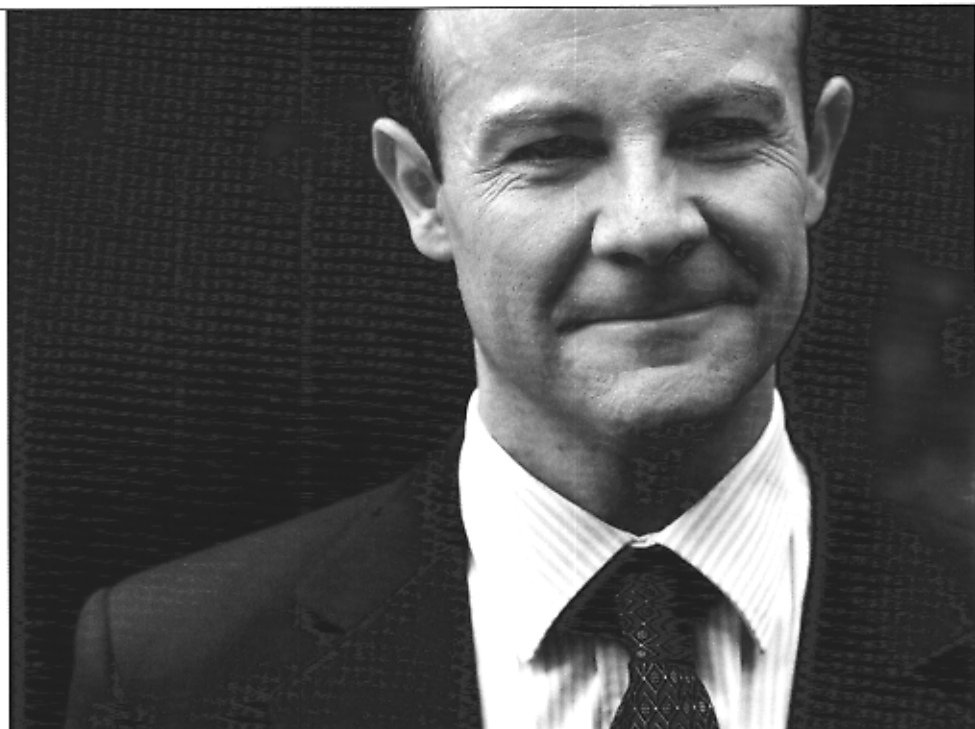
---

**María Teresa Bravo de Goyeneche**  
Periodista y diplomada en Gestión de Empresas  
Pontificia Universidad Católica de Chile  
RUT: 7.728.901-1

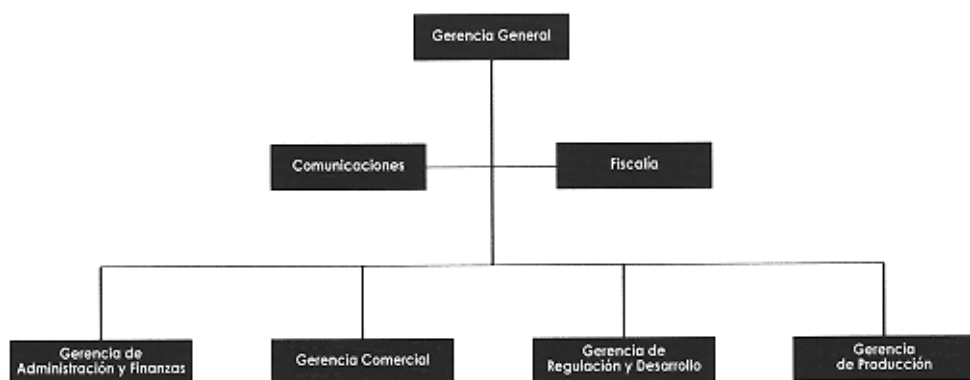
---

En la sección de información general de empresas relacionadas se informa respecto a directores y gerentes de empresas filiales y coligadas.





Felipe Cerón, gerente general de la compañía





*José Luis Arriagada y Daniel Arinat, del equipo de finanzas*



## Propiedad y control

AES Gener es una sociedad anónima abierta cuyas acciones se transan en tres bolsas de valores: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Valores de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

Al 31 de diciembre de 2004, el patrimonio de la compañía ascendió a 821.794 millones de pesos, dividido en 6.386.837.020 acciones y distribuido entre 1.902 accionistas.

Al término del ejercicio, Inversiones Cachagua Ltda. registraba una participación de 98,79 % en AES Gener, alcanzada tras participar en el proceso de aumento de capital que se efectuó durante mayo y junio de 2004. Antes de este aumento de capital, su participación alcanzaba a 98,65%. Inversiones Cachagua Ltda. es el controlador directo de la compañía, no tiene acuerdo de actuación conjunta con otros accionistas y pertenece aproximadamente en 99,9 % a la sociedad norteamericana The AES Corporation, siendo esta última el controlador final de AES Gener, con una participación accionaria indirecta al 31 de diciembre de 2004 de 98,76 %.

La propiedad accionaria de The AES Corporation se encuentra atomizada, siendo imposible identificar a las personas naturales que están tras esta sociedad extranjera.

### Principales accionistas al 31 de diciembre de 2004

Nombre	Acciones	% participación
Inversiones Cachagua Limitada.	6.309.329.349	98,79
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	5.873.956	0,09
Siglo XXI Fondo de Inversión	3.891.755	0,06
Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valores	3.329.324	0,05
Ebel Vial Francisco	3.100.000	0,05
Ugarte y Cia. Corredores de Bolsa S.A.	2.667.283	0,04
Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores	1.890.392	0,03
Santander Investment Corredores de Bolsa S.A.	1.817.192	0,03
Tanner Corredores de Bolsa S.A.	1.640.372	0,03
Yrarrazaval y Cia Corredores de Bolsa Ltda.	1.613.714	0,03
Valenzuela Lafourcade S.A. Corredores de Bolsa	1.451.617	0,02
Santiago Corredores de Bolsa Ltda.	1.375.378	0,02
Otros accionistas (1.890)	48.856.688	0,76
<b>Total accionistas</b>	<b>6.386.837.020</b>	<b>100,00</b>

### Accionistas por tipo al 31 de diciembre de 2004

Tipo de accionista	Accionistas	Acciones	% participación
Persona natural nacional	1.746	37.611.452	0,5889
Persona jurídica nacional	148	6.349.189.568	99,4105
Persona natural extranjera	2	19.465	0,0003
Persona jurídica extranjera	3	6.831	0,0001
Fondos de pensiones	3	9.704	0,0002
<b>Total general</b>	<b>1.902</b>	<b>6.386.837.020</b>	<b>100,00</b>

FINANZAS

Política de inversión y financiamiento

Clasificación de riesgo

Hilos financieros del año

Utilidad distribuible

Política de dividendos

Transacción de acciones

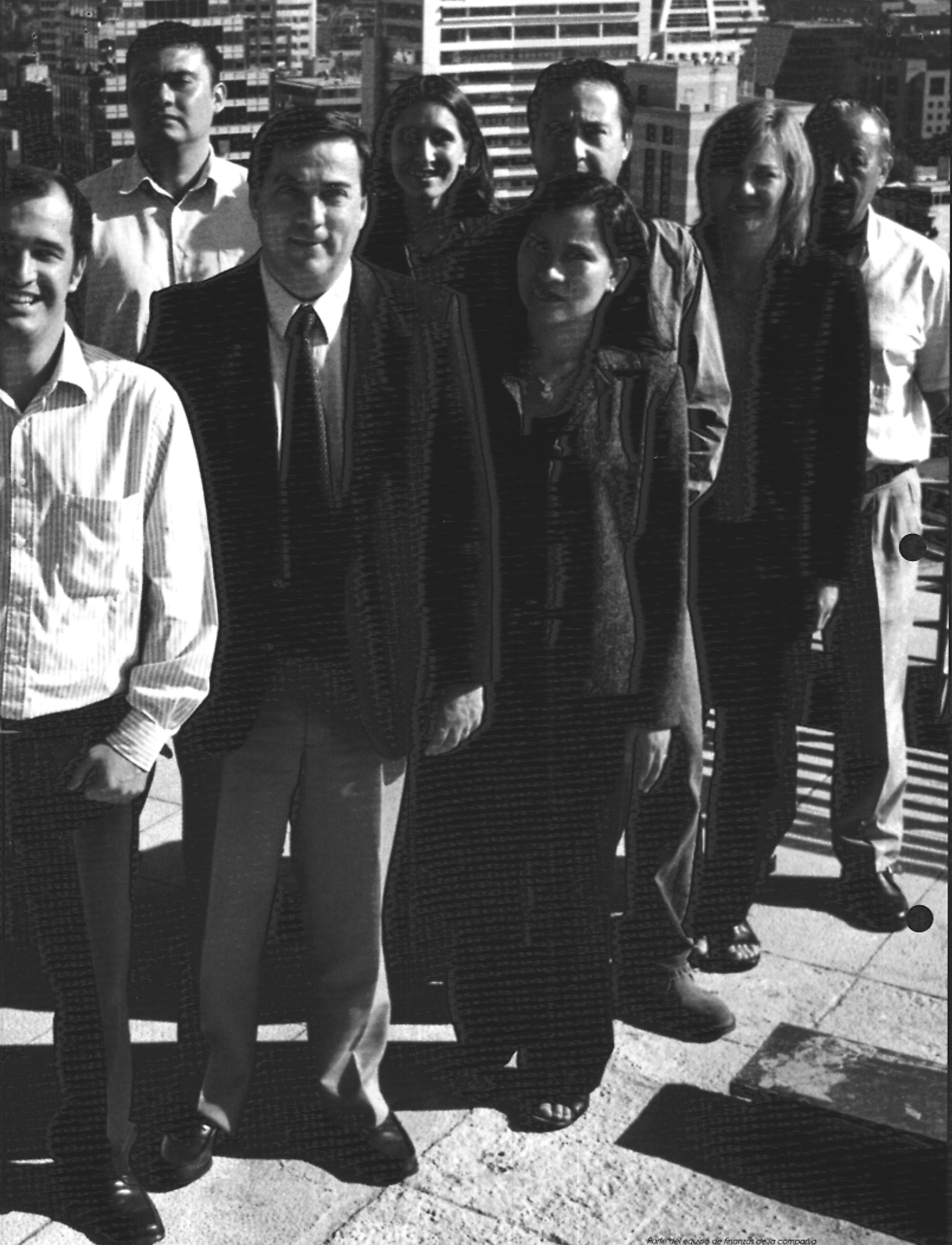
Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas

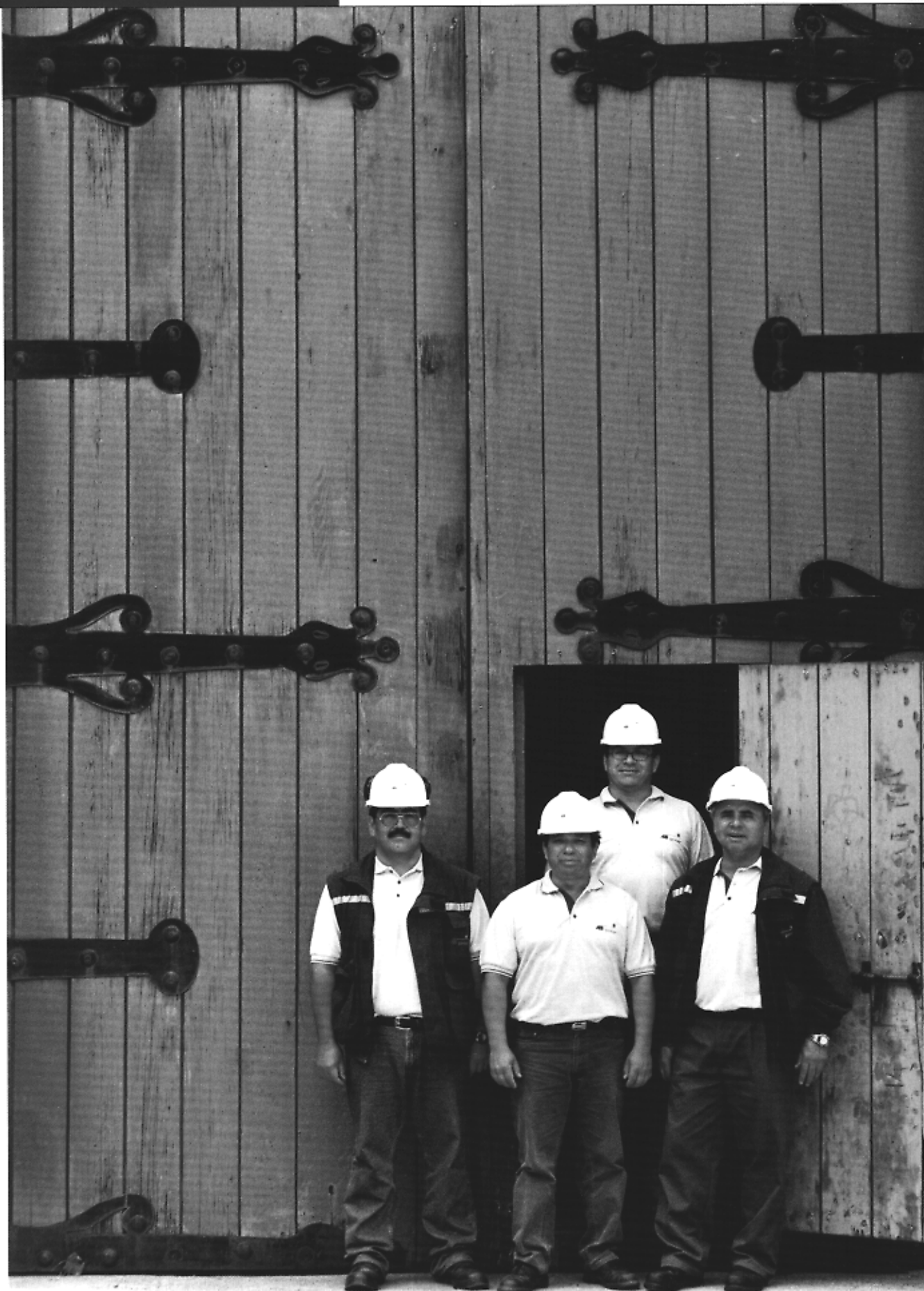
ADMINISTRACIÓN

Remuneraciones y actividades

Recursos humanos







Enrique Mourens, Mario Valenzuela, Juan Boceta y Orlando Algeme en el acceso a la casa de máquinas de central Maltenes



## Finanzas

### Políticas de inversión y financiamiento

Según lo acordado en la junta general extraordinaria de accionistas celebrada el 4 de julio de 2001, los estatutos de la compañía se modificaron con el objeto de eliminar todas las referencias a políticas de inversión, de financiamiento y comerciales, tanto respecto de la compañía como de sus filiales.

Sin perjuicio de ello, para que la sociedad pueda cumplir con lo establecido en su objeto social, podrá administrar la inversión que haga en cada una de las sociedades que constituya o en las que efectúe aportes; supervisar y coordinar la gestión de las sociedades que constituya y las de aquellas en que efectúe aportes; prestar a las sociedades que constituya o a las que efectúe aportes, servicios gerenciales, de auditoría, de asesoría financiera, comercial, técnica y legal, y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño. En el evento de constituir sociedades aportando a ellas activos directamente relacionados con la generación eléctrica, AES Gener mantendrá o lo menos el 51 % de la propiedad.

### Clasificación de riesgo

Durante el año 2004, la clasificación internacional de AES Gener mejoró considerablemente producto de la reestructuración financiera concluida en el primer semestre del año y del mejor desempeño de la compañía.

Al 31 de diciembre de 2004, AES Gener no tenía bonos emitidos en el mercado local, sin embargo Feller Rate tenía asignado a la empresa la categoría BBB+ [solvencia].

Las acciones de la compañía estaban clasificadas en Primera Clase Nivel 4 y Primera Clase Nivel 3 por Feller Rate y Fitch Ratings Chile, respectivamente.

**Clasificación de riesgo AES Gener**

Feller Rate Ltda.	Nacional		Internacional		
	BBB+ (solvencia)	Estable	Standard & Poor's	BB+	Estable
			Fitch International	BB	Estable
			Moody's	Ba3	Estable



## Hitos financieros del año

### • AES Gener

Durante el año 2004, concluyó exitosamente el proceso de reestructuración financiera que se había iniciado a fines del año 2003. Este proceso consistió en el refinanciamiento anticipado de US\$ 700 millones correspondientes a bonos convertibles y yankee, los cuales vencen en marzo de 2005 y enero de 2006, respectivamente, y en la reestructuración de pasivos de otras filiales que en su conjunto redujeron los pasivos consolidados de AES Gener en un monto cercano a los US\$ 300 millones, mejorando sustancialmente la estructura de capital de la empresa.

Como resultado, se logró mejorar la clasificación de riesgo crediticio de la compañía, lo que ha permitido tener mayor flexibilidad financiera, accediendo a líneas de crédito de corto plazo, reduciendo el nivel de endeudamiento consolidado y refinanciando pasivos a tasas de interés más convenientes.

El proceso de reestructuración financiera contempló las siguientes operaciones relacionadas:

#### 1. Recapitalización y pago de la cuenta mercantil

Inversiones Cachagua Ltda. pagó el 27 de febrero de 2004 el total de la cuenta corriente mercantil suscrita por Inversiones Cachagua y AES Gener en 2001, por un monto aproximado de US\$ 300 millones, incluyendo intereses.

#### 2. Emisión de bonos

El 22 marzo de 2004 AES Gener emitió US\$ 400 millones en bonos no garantizados de largo plazo en el mercado internacional. Estos bonos fueron emitidos bajo la Regla 144-A / Regulación S. Sin embargo, de acuerdo a lo estipulado en el contrato de emisión, fueron registradas en la Securities and Exchange Commission en Estados Unidos el 23 de noviembre de 2004, con el objeto de dar a los tenedores la posibilidad de intercambiarlos. La oferta de canje para los



tenedores de los bonos se inició el 24 de noviembre de 2004 y estuvo vigente hasta el 21 de enero de 2005. El 99,91 % del total de la emisión se acogió a esta oferta de canje.

### 3. Oferta de compra de deuda o "tender offer"

Con parte de los fondos percibidos mediante las operaciones anteriores, la empresa realizó un rescate voluntario en Chile y Estados Unidos por el total de sus bonos convertibles y un alto porcentaje de sus bonos yankee, por un monto aproximado total de US\$ 645 millones.

### 4. Reestructuración de los pasivos de TermoAndes/InterAndes

Paralelamente, durante el mes de abril de 2004 la compañía concluyó la reestructuración de los pasivos de las filiales argentinas TermoAndes e InterAndes. Esta operación implicó una reducción de US\$ 62 millones en el monto de la deuda y la extensión de su vencimiento hasta el año 2010.

### 5. Aumento de capital

Se efectuó un aumento de capital por el equivalente en pesas a US\$ 108 millones, que concluyó con un total de 714.084.243 acciones suscritas y pagadas.

## • Chivor

En la gestión financiera del año destacó también el refinanciamiento del total de la deuda de la filial colombiana Chivor, US\$ 260 millones, cuyo vencimiento estaba fijado para 2006.

El 30 de noviembre de 2004, Chivor concluyó dos transacciones simultáneas en los mercados de capitales internacionales y financieros locales. El financiamiento internacional se logró a través de la emisión de bonos por US\$ 170 millones bajo la regla 144-A / Regulación S, con plazo a 10 años, mientras que la transacción local se realizó a través de un crédito sindicado a 7 años por un total de 210.000 millones de pesos colombianos, estructurada por los más destacados bancos de inversión de ese país.

Con estas dos operaciones se lograron plazos acordes con la naturaleza del negocio, transformando por completo la estructura financiera de la compañía y mejorando sustancialmente su posición para enfrentar la competencia actual en el mercado de generación en Colombia.

## • Otras filiales

También durante el año 2004 las filiales Norgener y Energía Verde refinanciaron sus pasivos financieros en mejores condiciones, lo que fue muestra de la confianza de los mercados de créditos en la gestión de AES Gener y The AES Corporation en este período.

## Utilidad distribuible

Utilidad	M\$
Utilidad del ejercicio 2003	53.678.463
Menos déficit acumulado período de desarrollo	-
<b>Total utilidad ejercicio 2003</b>	<b>53.678.463</b>
Menos dividendos provisorios pagados	-
Saldo utilidad ejercicio 2003 (*)	53.678.463
Utilidades acumuladas al 31-12-2003	5.973.400
Reserva futuros dividendos al 31-12-2003	5.292.019
Variaciones patrimoniales de filiales	(3.652.279)
Dividendos definitivos año 2003 pagado con cargo a utilidad ejercicio 2003 y resultado acumulado	(56.727.528)
Revalorización reserva futuros dividendos (ejercicio 2004)	(78.229)
Reserva futuros dividendos por distribuir	4.485.846
Utilidad del ejercicio 2004	39.454.037
Menos déficit acumulado período de desarrollo	-
Dividendos provisorios pagados	(32.487.230)
<b>Resultado acumulado al 31-12-2004 (**)</b>	<b>6.966.807</b>

(\*) Formando parte de la utilidad del ejercicio 2003 se encuentra un ítem denominado "Amortización mayor valor de inversiones", por un monto de M\$ 382.590.

(\*\*) Formando parte de la utilidad del ejercicio 2004 se encuentra un ítem denominado "Amortización mayor valor de inversiones", por un monto de M\$ 382.590.



Francisco Davitz, Rodrigo Quintana y Juan Pablo Cárdenas, del equipo comercial

## Política de dividendos

En sesión de Directorio efectuada el 29 de enero de 2004, se acordó informar a la Junta General Ordinaria de Accionistas del 19 de febrero de 2004 la intención de distribuir como dividendo al menos el 50 % de las utilidades que se generasen durante el año 2004. Asimismo, se acordó dejar expresa constancia de la intención del Directorio de repartir un dividendo provisorio durante el ejercicio. Igualmente, se dejó constancia que el cumplimiento de la política de dividendos antes mencionada está condicionada a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados de las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad, a la necesidad de aportar recursos propios al financiamiento de proyectos de inversión, y al cumplimiento de las restricciones que, en materia de dividendos, contienen los contratos de crédito suscritos con acreedores y que son las siguientes:

1. Estar al día en el cumplimiento de las obligaciones financieras.
2. Disponer de recursos financieros suficientes para cumplir con las obligaciones de largo plazo exigibles dentro de los doce meses, y
3. Que las utilidades a distribuir sean líquidas y realizables.

En cuanto a los dividendos para los años sucesivos, el Directorio consideró adecuada mantener en el mediano plazo una política similar a la expuesta.

En la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de febrero de 2004 y ratificada en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 6 de abril del 2004, se acordó distribuir como dividendo definitivo el 100 % de las utilidades del ejercicio 2003, equivalente a un dividendo por acción de \$ 9.46250. Asimismo, se acordó pagar adicionalmente \$ 0,5375 por acción, con cargo a otras reservas de utilidades. Este dividendo fue pagado a los accionistas a partir del 27 de febrero de 2004.

En sesión ordinaria de Directorio N° 484, celebrada el 22 de agosto de 2004, se acordó distribuir, con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, un monto equivalente en pesos a US\$ 19.500.000 mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$ 0,00305 por acción, en su equivalente en pesos. Este dividendo fue pagado a los accionistas a partir del 16 de septiembre de 2004.

En sesión ordinaria de Directorio N°488, celebrada el 6 de diciembre de 2004, se acordó distribuir, con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, US\$ 35.127.603,61 mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$ 0,0055 por acción, en su equivalente en pesos. Este dividendo fue pagado a los accionistas a partir del 28 de diciembre de 2004.

**Dividendos pagados por acción en pesos de diciembre 2004**

1999	4,66	2002	-
2000	1,35	2003	5,37
2001 <sup>(1)</sup>	22,17	2004	15,33

<sup>(1)</sup> dividendos eventuales

## Transacciones de acciones

Durante el ejercicio 2004 no se registraron transacciones de acciones por parte del presidente, de directores ni de ejecutivos principales de la sociedad. Tampoco por parte del accionista mayoritario, con excepción de su suscripción de acciones en el marco del aumento de capital.

**Transacciones de acciones**

Año		N° acciones	\$ totales	Precio promedio (\$)
2002	1er trimestre	2.668.120	265.181.990	99,39
	2do trimestre	1.297.554	96.884.838	74,67
	3er trimestre	4.055.777	187.924.486	46,34
	4to trimestre	680.582	32.282.132	47,43
2003	1er trimestre	2.803.361	115.826.329	41,32
	2do trimestre	35.294.999	1.834.142.969	51,97
	3er trimestre	15.648.513	1.241.207.198	79,32
	4to trimestre	14.966.544	1.579.210.513	105,52
2004	1er trimestre	11.353.691	1.215.376.080	107,05
	2do trimestre	3.458.240	291.076.921	84,17
	3er trimestre	6.878.773	603.070.216	87,67
	4to trimestre	6.143.705	597.949.958	97,33

**Precio y volumen transado de la acción en la Bolsa de Comercio de Santiago**

Mes	Volumen	Precio promedio cierre (\$)
Enero	369.779	97,73
Febrero	5.193.864	107,77
Marzo	5.790.048	106,99
Abril	1.757.549	85,49
Mayo	1.101.910	82,61
Junio	598.781	83,16
Julio	1.281.659	87,42
Agosto	2.137.290	84,49
Septiembre	3.459.824	89,73
Octubre	1.035.798	91,63
Noviembre	1.341.252	92,84
Diciembre	3.766.655	100,49
<b>Precio promedio</b>		<b>92,53</b>

## Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas

Durante el año 2004, la compañía no recibió comentarios o proposiciones relativas a la marcha de los negocios sociales de parte de accionistas que posean o representen 10 % o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 74 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y el artículo 13 del reglamento de esa ley.

## Administración

### Remuneraciones y actividades

#### • Directorio

El Directorio es el órgano colegiado al que, de acuerdo a la ley y los estatutos de la sociedad, corresponde la administración de la compañía. Está compuesto por siete directores titulares y sus respectivos suplentes, y son elegidos por un período de tres años en junta ordinaria.

Los estatutos de AES Gener establecen que sus directores no perciben remuneración por el ejercicio de su cargo.

Durante el ejercicio 2004 no se registraron compensaciones producto de servicios profesionales a la compañía por parte de directores.

#### • Comité de Directores

##### Integrantes

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en sesión ordinaria de Directorio N° 470, celebrada el día 29 de abril de 2003, se designó como miembros del Comité de Directores a los señores Daniel Yarur Elsaca, René Cortázar Sanz y Eduardo Dutrey, y como sus respectivos suplentes, a los señores Sergio Quiñones, Ferrando Pujals y Luciano Barquín.

Todos los miembros del Comité de Directores son relacionados al controlador, pues no existen directores elegidos con votos de otros accionistas.

##### Remuneraciones y presupuesto

En la Junta Ordinaria de Accionistas del 19 de febrero de 2004, se acordó fijar como remuneración de los miembros del Comité de Directores, la suma de 160 Unidades de Fomento mensuales.

Durante el ejercicio 2004, las remuneraciones pagadas a los directores que forman parte del comité ascienden a los montos detallados en el siguiente cuadro:

#### Remuneraciones del Comité del Directorio (M\$)

	2004	2003
René Cortázar	29.915	29.903
Daniel Yarur	29.456	29.903
Eduardo Dutrey <sup>(1)</sup>	-	-
<b>Total</b>	<b>59.371</b>	<b>59.807</b>

<sup>(1)</sup> El Sr. Dutrey renunció a su remuneración como miembro del comité dada su calidad de ejecutivo de AES.

*Calibración de medidor de temperatura, central Ventanas*

En el ejercicio 2004, el comité no hizo uso del presupuesto anual de gastos acordado por la Junta Ordinaria de Accionistas, ascendente a US\$ 25.000.

#### Informe de actividades durante el ejercicio 2004

Durante el año 2004, el Comité de Directores sesionó en nueve oportunidades, para pronunciarse sobre operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas y tratar otras materias de su competencia legal, informando al Directorio sus acuerdos y recomendaciones.

En sesión del 29 de enero, examinó el Balance, los Estados Financieros y el Informe de los Auditores Externos del ejercicio 2003, que fueron presentados a los accionistas para su aprobación en la Junta Ordinaria de Accionistas del 19 de febrero de 2004, y recomendó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas delegar en el Directorio la facultad de designar a los auditores externos para el ejercicio 2004. Asimismo, examinó la presentación del Formulario 20-F ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos (SEC).

En sesión del 27 de febrero, examinó los antecedentes y evacuó su informe respecto de las siguientes operaciones con empresas relacionadas [art. 89 Ley N° 18.046]: i) Término del contrato de cuenta corriente mercantil entre AES Gener e Inversiones Cachagua Limitada y el alzamiento de la prenda y prohibiciones que esta última tenía sobre las acciones de AES Gener; ii) Pago anticipado y con descuento por parte de la filial Energía Verde del precio del contrato de compraventa de energía vigente con AES Gener; iii) Renovación, por el período de un año, de la póliza de seguros contra todo riesgo y perjuicio por paralización de AES Gener y sus filiales con la compañía aseguradora AES Global Insurance.

En sesión del 15 de marzo, examinó la reemisión de los Estados Financieros, individuales y consolidados, al 31 de diciembre de 2003, recomendando al Directorio la aprobación de los mismos, así como la nueva presentación del Formulario 20-F ante la SEC y las materias de auditoría relacionados con esa presentación.

En sesión del 11 de mayo, examinó los antecedentes y evacuó su informe sobre la operación de permuta de carbón entre AES Gener y la coligada Guacolda.

En sesión del 23 de julio, examinó los antecedentes y emitió su informe respecto de diversas operaciones de los artículos 44 y 89 de la Ley N° 18.046, a saber: i) la modificación del contrato suministro de energía (PPA) de AES Gener con su filial Termoandes; ii) La reestructuración legal y financiera de la filial Energía Verde; iii) El otorgamiento de garantías por un monto total de US\$ 3.226.476 por parte del Banco de Crédito e Inversiones, para ser entregadas a Gasoducto GasAndes a través de la filial Eléctrica Santiago; iv) La modificación de la tasa de interés aplicable a la cuenta corriente mercantil con la filial PACSA, y v) La cesión a AES Gener del contrato de compra y flete de carbón por parte de la coligada Guacolda.

En sesión del 20 de agosto, examinó los antecedentes y emitió su informe respecto de las siguientes operaciones con empresas relacionadas: i) La novación de la deuda que la filial Energía Verde mantiene con el Banco de Crédito e Inversiones (BCI), y ii) la celebración de un contrato de apertura de línea del crédito con el BCI.

En sesión del 13 de octubre, examinó los antecedentes y emitió su informe respecto de la contratación de Deloitte & Touche para: i) la prestación de los servicios de auditoría requeridos para la emisión de los bonos bajo la Regla 144-A del plan de refinanciamiento de la filial Chivor, y ii) la prestación de servicios de auditoría relativos al proceso de canje de los bonos emitidos por AES Gener bajo la Regla 144-A. Además en esa sesión el comité examinó los antecedentes y emitió su informe respecto a la pre-aprobación de la contratación de Deloitte & Touche para servicios distintos de los de auditoría.

En sesión del 8 de noviembre, examinó los antecedentes del proceso de refinanciamiento de Chivor y emitió su informe respecto del otorgamiento, por parte de AES Gener, de las siguientes garantías: i) carta de crédito Stand-By, para garantizar la cuenta de reserva de intereses, por US\$ 9.668.750, y ii) la prenda del 100 % de las acciones de Chivor, de que es titular AES Gener a través de su filial Energy Trade and Finance Corporation.

En sesión del 4 de diciembre, examinó los antecedentes y emitió su informe respecto de los siguientes operaciones con empresas relacionadas: i) la modificación de la estructura de propiedad de la filial Chivor y ii) la autorización para celebrar operaciones de inversión con los bancos Banco de Crédito e Inversiones y Corpbanca, relacionados respectivamente con los directores señores Yarur y Cortázar, en distintos instrumentos ofrecidos por las referidas instituciones bancarias, cuyo monto no exceda las UF 20.000.

#### • Ejecutivos

La remuneración global de los principales ejecutivos de la compañía durante 2004 ascendió a la cantidad de \$ 1.334 millones. Ello incluye remuneración fija mensual y bonos variables según desempeño y resultados corporativos, que también se otorgan a los demás trabajadores de AES Gener. Adicionalmente se pagó indemnizaciones a ejecutivos por \$ 36 millones. Cabe señalar que por política de la compañía, los ejecutivos de AES Gener que participan en directorios de empresas relacionadas no perciben por ello remuneración. En el caso que el pago estuviese contemplado por esas compañías, los recursos correspondientes son destinados a programas sociales desarrollados por AES Gener.





## Recursos humanos

La gestión de recursos humanos contempló el año 2004 la adecuación y el alineamiento de los procesos locales con los establecidos a nivel corporativo por AES Corp., reflejados principalmente en la homogeneización de temas como evaluaciones de desempeño, inicio de estudio de compensaciones, desarrollo de talentos e incorporación de AES Gener a un programa corporativo de capacitación para líderes actuales y emergentes.

En materia de proceso y control de remuneraciones, la compañía licitó estos servicios para sí misma y para sus filiales, adjudicándolos a la empresa Team Work. El servicio incluye una nueva plataforma computacional con mejoras en los sistemas de información relativos a beneficios, vocaciones, licencias y datos históricos, y una base de datos personales que permitirá controlar la evolución y el desarrollo de los profesionales al interior de la compañía.

Durante el año 2004, los trabajadores mantuvieron el compromiso suscrito a fines de 2003 con la adhesión al Código de Conducta y Ética de Negocios de la compañía.

Cabe destacar que las personas que trabajan en AES Gener cuentan con una serie de beneficios adicionales a las remuneraciones, tales como bonos de estudios técnicos y profesionales para trabajadores e hijos estudiantes, becas de excelencia para los mejores alumnos, seguro complementario de salud, complemento de remuneraciones en casos de licencias médicas, seguro de vida y de invalidez, aporte para jardines infantiles para hijos de trabajadoras hasta los cinco años de edad, centros para recreación y deporte en Valle Alegre, Maitenes y Renca e indemnización a todo evento.

La compañía invirtió durante el año \$ 94,3 millones en planes de capacitación, lo que significó un incremento de 65 % en relación a lo invertido en esta materia en 2003. Se efectuó un total de 98 cursos, a los cuales asistieron 292 personas, con un total de 3.507 horas/hombre de capacitación, las que se distribuyeron fundamentalmente en la realización de cursos de inglés para alrededor del 50 % de la dotación y en cursos en materias técnicas y financieras.

En 2004 se continuó con la implementación de un sistema de gestión del desempeño que tiene como objetivos formalizar el establecimiento de metas, medir el desempeño de las personas, favorecer la retroalimentación, promover la excelencia y obtener información para otros procesos de recursos humanos. La información obtenida permitió formular planes de capacitación de manera alineada con los metas de las personas y las necesidades del cargo, y además fue útil para establecer la base para los planes de desarrollo profesional.

### Personal AES Gener y filiales

Trabajadores de AES Gener según nivel	
Ejecutivos	14
Profesionales	95
Técnicos y administrativos	109
<b>Total</b>	<b>218</b>
Trabajadores de filiales	
Chivor	70
Eléctrica Santiago	15
Energía Verde	64
Norgener	50
TermoAndes	42
<b>Total filiales</b>	<b>241</b>
<b>Total AES Gener y filiales</b>	<b>459</b>

Descripción del sector eléctrico chileno

SIC y SING durante 2004

Participación de AES Gener en el SIC y el SING

Aspectos comerciales

Discusión normativa

Aspectos operacionales

Negocio eléctrico en el extranjero

Negocios no eléctricos

Prevención de riesgos

Proyectos de Inversión





## Descripción del sector eléctrico chileno

Los principales actividades del sector eléctrico chileno son generación, transmisión y distribución. Todos ellos se encuentran regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, modificada por el Decreto Supremo N° 327 de 1997 y sus modificaciones correspondientes y mediante la Ley N° 19.940 del 13 de marzo de 2004.

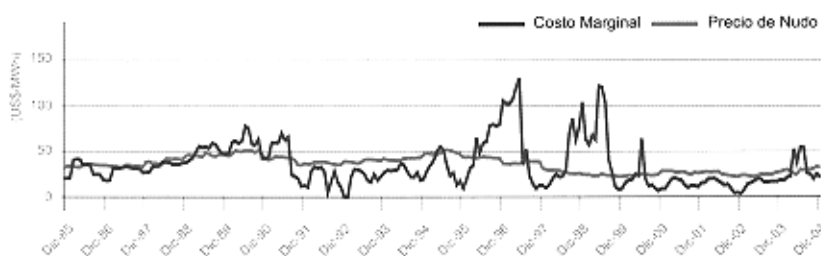
La actividad de generación se desarrolla principalmente en torno a dos grandes sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre desde el sur de la II Región (ronda de Poposo) a la X Región (localidad de Quellón), abasteciendo el consumo de aproximadamente 93 % de la población nacional; y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abarca la I y II regiones, y cuyos principales usuarios son empresas mineras e industriales. En cada uno de estos sistemas, la generación eléctrica es coordinada por su respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, CDEC, entidad integrada por los principales empresas generadoras y de transmisión.

Cada CDEC planifica y coordina la operación de las centrales de su sistema eléctrico, así como el sistema de transmisión, con el fin de asegurar la mayor eficiencia económica del conjunto, cumpliendo las exigencias de calidad y seguridad de servicio definidos en la normativa vigente. Acorde con ello, se abastece la demanda despachando las plantas según sus costos variables de producción. Como resultado, la demanda es abastecida al mínimo costo posible.

Las ventas de energía y potencia de las empresas generadoras están dirigidas a tres mercados:

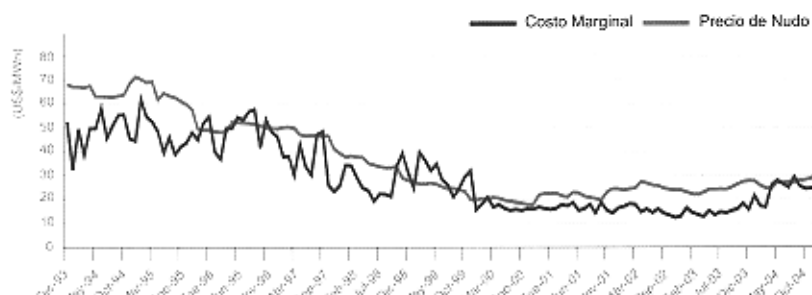
- Mercado de productores (mercado spot): Conformado por compañías generadoras pertenecientes al CDEC que transan energía y potencia entre sí. Aquéllas que por despacho tienen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) venden, y compran aquéllas que por despacho tienen una producción inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias son determinadas por el CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal resultante de la operación del sistema. En el caso de la potencia, su precio corresponde al precio de la potencia de punta, el cual es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.
- Mercado de clientes libres: Integrado principalmente por consumidores cuya potencia conectada es superior a 2 MW, habitualmente de tipo industrial o minero. Se trata de clientes no sujetos a regulación de precios, por lo que tienen la facultad de negociar libremente los valores y condiciones del suministro eléctrico con las empresas generadoras o distribuidoras.
- Mercado de clientes regulados: Integrado por consumidores cuya potencia conectada es igual o inferior a 2 MW y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora de la cual son clientes. En este mercado, las ventas de las compañías generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras, las cuales compran la energía y potencia a "precios de nudo". Estos precios son determinados cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema para los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y 24 meses, en el caso del SING, y del cálculo del precio básico de la potencia de punta.

Precio nudo vs. costo marginal de energía SIC en Alto Jahuel 220 kV

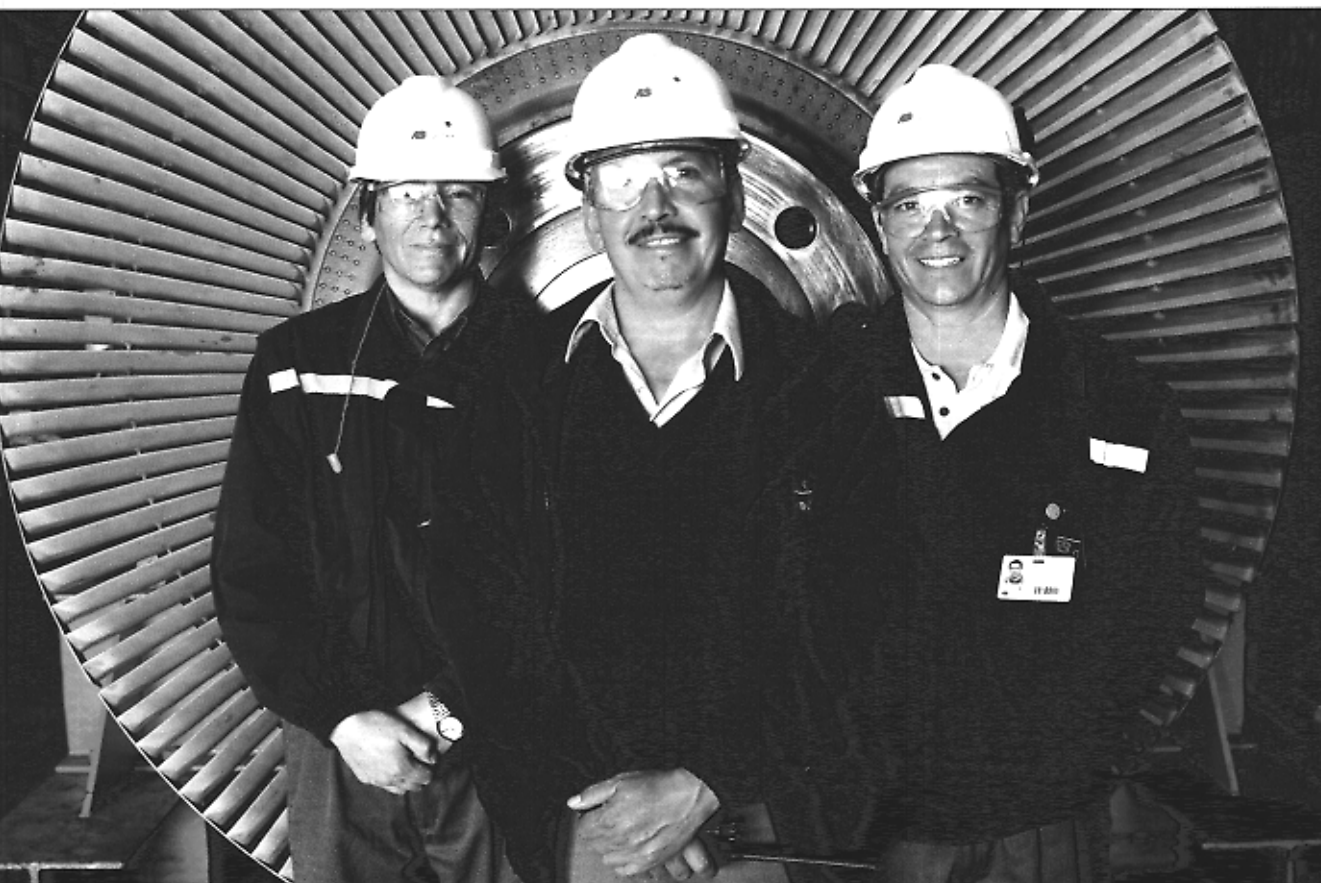


\* Valores expresados en dólares reales de diciembre de 2004.

Precio nudo vs. costo marginal de energía SING en Crucero 220 kV



\* Valores expresados en dólares reales de diciembre de 2004.



Sergio Ortiz, Mario Villalón e Iván Urqueta junto al rotor de la turbina de vapor de la Unidad 1 de Ventanas

## SIC y SING durante 2004

### Características de ambos sistemas

La potencia total instalada en el Sistema Interconectado Central, considerando las centrales de todas las empresas integrantes del CDEC, alcanzaba al cierre de 2004 a 7.867,4 MW, equivalentes al 65,8 % de la potencia total instalada en Chile. El 59,7 % de esa potencia es hidroeléctrica, y el 40,3 % restante, termoeléctrica.

La hidrología sigue siendo un factor relevante para el SIC, ya que determina la cantidad de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas que son despachadas durante el año. El año 2004 se inició con una baja disponibilidad de energía hidráulica embalsada, la que alcanzaba al 1 de enero de 2004 a 8.566 GWh, 19,5 % menor que la embalsada al 1 de enero de 2003. Al término del período, el sistema contaba con agua embalsada suficiente para generar cerca de 7.538 GWh, 12,0 % menos que el año anterior. El 57,5 % de la demanda de energía anual fue abastecido por centrales hidroeléctricas, mientras que el 42,5 % restante fue abastecido con generación térmica. El consumo de energía eléctrica durante 2004 en el SIC fue 34.602 GWh, un 7,9 % superior al consumo del año 2003.

La demanda máxima registrada en el SIC durante el año 2004 fue 5.430,8 MW, a las 20:00 horas del 27 de abril de 2004. Dicha demanda fue 5,2 % más alta que la demanda máxima registrada el año 2003.

Por otra parte, la demanda máxima en horas de punta del SIC se registró el día lunes 21 de junio a las 19:00 horas y fue 4.791,3 MW, lo que representó un aumento de 6,1 % respecto al año anterior.

Precio nudo de energía y potencia en Alto Jahuel 220 kV				
N° decreto	desde	Vigencia hasta	Potencia [\$/kW mes]	Energía [\$/kWh]
215	22-dic-03	19-feb-04	3.887,7	16,7
215 (indexado)	20-feb-04	30-abr-04	3.561,1	15,0
119	1-may-04	22-sep-04	3.504,3	18,9
119 (indexado)	23-sep-04	31-oct-04	3.930,5	20,3
270	1-nov-04	31-mar-05	3.930,5	20,3

Mes	Costo marginal de energía en Alto Jahuel 220 kV		
	2002 [US\$/MWh]	2003 [US\$/MWh]	2004 [US\$/MWh]
Enero	18,4	13,3	20,7
Febrero	19,7	14,7	22,3
Marzo	19,0	16,8	51,9
Abril	16,7	19,0	37,6
Mayo	14,6	19,0	54,0
Junio	12,0	15,5	54,1
Julio	13,2	15,5	25,8
Agosto	9,5	16,6	24,7
Septiembre	3,9	16,7	19,7
Octubre	4,4	16,5	25,4
Noviembre	3,3	18,1	21,0
Diciembre	7,4	17,4	24,9
<b>Promedio</b>	<b>11,8</b>	<b>16,6</b>	<b>31,8</b>

<sup>1</sup> Valores en dólares nominales.



*Óscar Brada, técnico mecánico del complejo Costa*

El Sistema Interconectado del Norte Grande, por su parte, se caracteriza por disponer de muy escasos recursos hídricos para la generación eléctrica, por lo que la potencia instalada del sistema es 99,6 % termoeléctrica, compuesta en 58,7 % por centrales a gas natural, 33,5 % por centrales a carbón, y 7,4 % por centrales a petróleo. Los centros de consumo están separados por grandes distancias y corresponden mayoritariamente a empresas mineras, algunas de ellas con un alto peso relativo respecto al consumo total del sistema. La población del territorio cubierto por el SING alcanza solamente al 5,6 % de la población nacional. A partir de diciembre de 2004, la capacidad instalada en el SING es 3.596,4 MW, 1,2 % menor que la capacidad instalada a diciembre de 2003, debido al retiro de la Unidad 9, propiedad de Electroandina.

En el año 2004, el consumo de energía eléctrica en el SING aumentó 7,93 % con respecto al año anterior, y se registraron ventas por 11.215 GWh. La demanda máxima del año se produjo el día 19 de diciembre a las 23:00 horas y alcanzó a 1.644,8 MW. Lo anterior debido a la incorporación y aumento de demanda de los principales centros mineros.

## Hechos relevantes del SIC y el SING durante el año

### • Abastecimiento de gas natural argentino

Durante el año 2004, Chile experimentó por primera vez en su historia restricciones a las importaciones de gas natural argentino, luego que la autoridad de ese país, por medio de la Disposición N° 27 de la Subsecretaría de Combustibles, de fecha 29 de marzo, limitara las exportaciones de gas natural por volúmenes superiores a los del año 2003.

La situación más crítica se presentó en los meses de mayo y junio, con restricciones que llegaron a representar aproximadamente el 50 % del total de gas natural importado por Chile. Ante esta situación, el gobierno chileno, junto con representantes del sector privado, realizaron diversas gestiones políticas y comerciales con el objetivo de reducir los cortes dispuestos en la Disposición N° 27, logrando así la promulgación de la Resolución N° 659. Esta resolución, publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 18 de junio de 2004, expone la aprobación del "Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural", el cual sustituye al "Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y Uso de la Capacidad de Transporte", establecido por la Disposición N° 27. Conforme a ello, la autoridad argentina está facultada para ordenar a los productores la inyección de volúmenes adicionales de gas para satisfacer necesidades del mercado interno, priorizando éste por sobre los volúmenes autorizados para exportación.

## • Divergencias de potencia firme en el SIC

Durante el año 2004, se modificó la metodología de cálculo de potencia firme utilizada desde el año 2000, normada por la Resolución Ministerial N° 119. Sin embargo, producto de una serie de discusiones y desacuerdos entre las principales empresas generadoras del SIC, fue necesario recurrir a dictámenes del Panel de Expertos, según lo señala la nueva normativa contemplada en la Ley N° 19.940 para la resolución de conflictos en el sector eléctrico.

Respecto a la divergencia relativa al cálculo de potencia firme, el Panel de Expertos dio razón a AES Gener en cuanto a que el número de horas de mayor probabilidad de pérdida de carga es mayor que cinco, definiendo en su oportunidad que éstos corresponden a ocho horas.

## Participación de AES Gener en el SIC y el SING

Para el suministro en Chile, las empresas AES Gener tienen una capacidad instalada de generación eléctrica de 2.427,7 MW, compuesta de 2.157 MW de capacidad termoeléctrica y 270,7 MW de capacidad hidroeléctrica.

En el SIC, la capacidad de generación de electricidad del grupo AES Gener es 1.507,6 MW.

De este total, la matriz AES Gener aporta 682,2 MW, distribuidos en cuatro plantas hidroeléctricas y tres plantas termoeléctricas. Para efectos de administración al interior de la empresa, las plantas hidroeléctricas Alfalfa, Maitenes, Quellehues y Volcán están agrupadas en el complejo hidroeléctrico Cordillero, mientras que las centrales Ventanas, Laguna Verde y Laguna Verde IG conforman el complejo termoeléctrico Costa.

El complejo termoeléctrico Renca cuenta con una potencia instalada de 479 MW y está conformado por las centrales termoeléctricas Renca y Nueva Renca, ambas perteneciente a la filial Eléctrica Santiago.

Respecto a las centrales de las demás filiales y coligadas presentes en el SIC, la coligada Guacolda aporta al sistema 304 MW mediante su central termoeléctrica Guacolda, y la filial Energía Verde contribuye con 42,4 MW mediante sus centrales de cogeneración Constitución y Laja y su central turbogas Mostazal.

Durante el año 2004, las centrales del grupo AES Gener suministraron el 21,4 % de la energía eléctrica consumida en el SIC, 0,6 % más que el aporte efectuado en el año 2003. Se destacó la alta generación de las centrales Nueva Renca y Guacolda, que aportaron 6,6 y 6,7 % del consumo del sistema, respectivamente.

En el SING, en tanto, el grupo AES Gener cuenta con una capacidad de generación de 920,1 MW, compuesta por el aporte de 277,3 MW de la central Norgener, de la filial del mismo nombre, y de 642,8 MW de la central Salta, perteneciente a la filial TermoAndes. Esta última se ubica físicamente en la provincia argentina de Salta y se encuentra conectada al SING a través de una línea de transmisión en 345 kV de 408 kilómetros de longitud, que une la subestación Salta con la subestación Andes, ubicada en la II Región.

Durante el año 2004, las centrales Norgener y Salta registraron una producción bruta de 794 GWh y de 1.903 GWh, respectivamente, equivalentes al 21,9 % de la producción total del SING. El aumento de generación de Norgener con respecto a los 142 GWh producidos el 2003, se debe principalmente al menor suministro de gas para los ciclos combinados del sistema, cuya menor generación debió ser suplida por generación a carbón.

**Centrales térmicas del grupo AES Gener en el SIC y el SING**

	Potencia instalada [MW]	Sistema
<b>AES Gener</b>		
Central Ventanas <sup>(1)</sup>	338,0	SIC
Central Laguna Verde (carbón)	54,7	SIC
Central Laguna Verde (turbogas)	18,8	SIC
<b>Eléctrica Santiago</b>		
Central Nueva Renca	379,0	SIC
Central Renca	100,0	SIC
<b>Energía Verde</b>		
Central Constitución, cogeneración	8,7	SIC
Central Laja, cogeneración	8,7	SIC
Central San Foo. de Mostazal (turbogas)	25,0	SIC
<b>Guacolda</b>		
Central Guacolda <sup>(2)</sup>	304,0	SIC
<b>Norgener</b>		
Central Norgener <sup>(3)</sup>	277,3	SING
<b>TermoAndes</b>		
Central Salta	642,8	SING
<b>Total</b>	<b>2.157,0</b>	

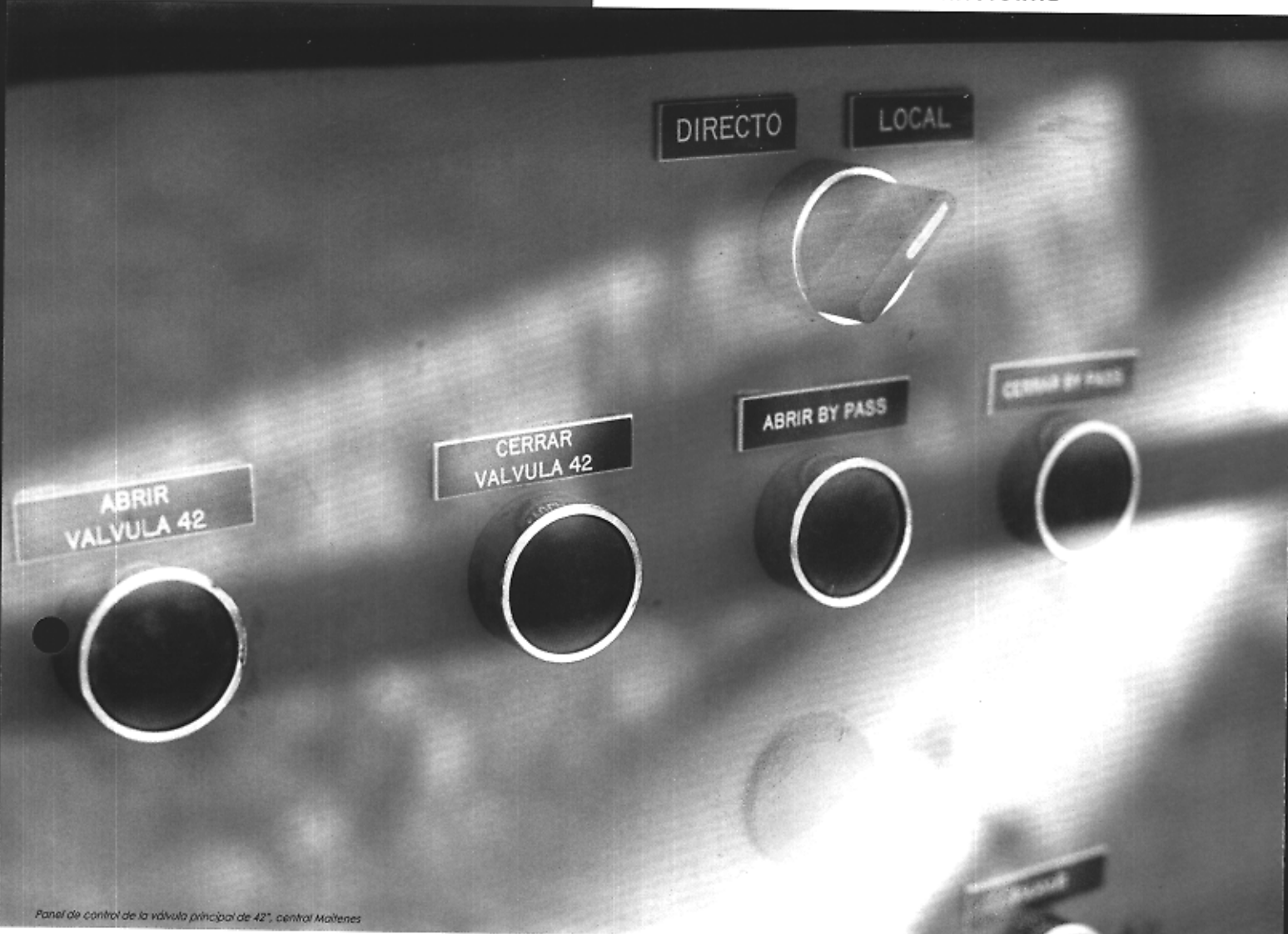
<sup>(1)</sup> Unidad 1 de Ventanas: 118 MW. Unidad 2 de Ventanas: 220 MW.

<sup>(2)</sup> Unidad 1 de Guacolda: 152 MW. Unidad 2 de Guacolda: 152 MW.

<sup>(3)</sup> Unidad 1 de Norgener: 136,3 MW. Unidad 2 de Norgener: 141 MW.

**Centrales hidroeléctricas de AES Gener en el SIC**

	Potencia instalada [MW]
Alfalfa	178,0
Quellehues	48,9
Maitenes	30,8
Volcán	13,0
<b>Total</b>	<b>270,7</b>



Panel de control de la válvula principal de 42", central Matienes

## Aspectos comerciales

La política comercial de la compañía busca maximizar los beneficios de su negocio eléctrico, administrando sus riesgos de acuerdo con la realidad del mercado y la industria. Para estos efectos se consideran, entre otros factores, el nivel de contratación, la proporción de clientes libres y regulados que conforman la cartera de clientes de AES Gener y los plazos de los contratos.

En sus estudios comerciales, AES Gener hace estimaciones del crecimiento de la demanda y proyecciones de los precios de nudo y los costos marginales del sistema, utilizando modelos de programación dinámica. De esta forma, la empresa determina el nivel de contratos que permite estabilizar sus flujos, abastecer a empresas deficitarias en periodos de sequía y comprar energía en el mercado spot cuando el costo marginal es relativamente bajo.

Un factor comercial relevante para la empresa es su condición de principal generador termoeléctrico en Chile, capaz de generar electricidad incluso en momentos de sequía, lo que otorga un alto nivel de seguridad a su suministro.

Durante el año 2004 los compromisos contractuales de AES Gener en el SIC tuvieron un crecimiento de 14 %, debido principalmente al aumento de 70 MW en el suministro a la empresa distribuidora Chilquinta, lo que se reflejó en un aumento de 48 % en las ventas a dicha distribuidora respecto de las ventas del año 2003.

A nivel individual, durante 2004 AES Gener vendió a sus clientes en el SIC y a otros productores del sistema un total de 6.388 GWh, de los cuales 5.474 GWh fueron destinados a clientes regulados. Dados los altos costos marginales del sistema, producto de restricciones en el suministro de gas, las centrales de AES Gener tuvieron un nivel de despacho 57,1 % mayor que en 2003, lo que significó que el 44,6 % del total vendido a clientes fuera cubierto con generación propia. Del restante 55,4 %, el 31,4 % fue suministrado a través de compras al mercado spot y el 68,6 % fue adquirido a otros productores del sistema en virtud de los contratos vigentes que AES Gener posee con Eléctrica Puntillo S.A., Empresa Eléctrica Puyehue S.A. y Compañía Eléctrica Los Morros S.A., y con las empresas filiales Eléctrica Santiago y Energía Verde.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande, AES Gener adquirió la generación total de la central Salta (de TermoAndes), 1.860 GWh netos en subestación Salta, equivalentes a 1.811 GWh en la subestación Andes del SING, de los cuales vendió 1.050 GWh en el mercado spot. El consumo total de sus clientes, Compañía Minera Zaldívar y Compañía Minera Lomas Bayas, alcanzó los 718 GWh.

**Contratos de suministro de AES Gener  
vigentes durante el año 2004**

Contratos de venta de energía y potencia	Energía anual 2004 [GWh]
<b>Con clientes regulados</b>	
Chilectra S.A.	3.856
Chilquinta Energía S.A.	1.499
Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	25
<b>Con clientes libres</b>	
Cemento Polpaico S.A.	180
Chilquinta Energía S.A. (RPC)	158
Compañía Minera Zaldívar	529
Eléctrica Puntilla S.A. (intermediación)	61
Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	179
Energía Verde S.A. (central Constitución)	42
Energía Verde S.A. (central Laja)	144
Energía Verde S.A. (central Mostazal)	47
Minera Lo Valdés Ltda.	0
Minera Lomas Bayas S.A.	189
Minera Río Colorado S.A. (Alfalfal y Maitenes)	1
Puerto Ventanas S.A.	3
Puerto Ventanas S.A. (PACSA)	1
<b>Contratos de compra de energía y potencia</b>	
Compañía Eléctrica Los Morros S.A.	17
Eléctrica Puntilla S.A.	117
Eléctrica Puntilla S.A. (intermediación)	61
Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	254
Energía Verde S.A. (central Constitución)	39
Energía Verde S.A. (central Laja)	31
Energía Verde S.A. (central Mostazal)	9
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	1.902

**Balance de energía AES Gener en el SIC 2004**

	Energía [GWh]
<b>Producción neta</b>	<b>2.852</b>
<b>Compras</b>	
CDEC - SIC	1.130
Eléctrica Santiago	1.902
Eléctrica Puyehue	254
Los Morros	17
HGV - HASA	39
Energía Verde	79
Eléctrica Puntilla	117
Eléctrica Puntilla (7 MW)	61
<b>Total compras</b>	<b>3.601</b>
<b>Ventas</b>	
CDEC - SIC	98
Cientes regulados	5.474
Cientes no-regulados	816
<b>Total Ventas</b>	<b>6.388</b>
Pérdidas del sistema	65

**Balance de energía AES Gener en el SING 2004**

	Energía [GWh]
<b>Producción neta</b>	<b>0</b>
<b>Compras</b>	
CDEC - SING	0
TermoAndes	1.811
<b>Total compras</b>	<b>1.811</b>
<b>Ventas</b>	
CDEC - SING	1.050
Cientes no-regulados	718
<b>Total ventas</b>	<b>1.769</b>
Pérdidas del sistema	43

**Contratos de peajes de AES Gener vigentes durante 2004**

<b>Contratos por uso del sistema de transmisión perteneciente a la empresa</b>	
Chilquinta Energía S.A. (uso compartido)	
Chilquinta Energía S.A. (CONAFE)	
Eléctrica Puntilla S.A.	
Asociación de Canalistas Sociedad del Canal del Maipo S.A.	
HASA (Cemento Melón)	
Eléctrica Santiago uso Renca-Navia	
Eléctrica Santiag peajes adicionales CMDLC	
<b>Contratos por uso de sistemas de transmisión de terceros</b>	
Chilquinta Energía S.A. (uso compartido)	
Chilectra (op. y mant. pos. Alfalfal)	
Chilectra (Alto Jahuel - Los Almendros)	
Chilquinta (Agua Santa)	
Chilquinta (transp. y transf.)	

Por su parte, Energía Verde comercializó un total de 306 GWh, de los cuales 227 GWh están asociados a ventas a los clientes CMPC Maderas S.A., Aseeraderos Arauco S.A., Forestal Copihue S.A., Masonite Chile S.A., Masisa S.A., Terranova S.A. y Compañía Papelera del Pacífico S.A. Adicionalmente, 79 GWh fueron comercializados en el SIC a través de contratos con AES Gener.

Durante el año 2004, la planta Nacimiento fue transferida a CMPC Celulosa S.A., luego que esta empresa ejerciera su opción de compra existente en el contrato.

La generación de la central Nueva Renca, de Eléctrica Santiago, fue de 2.208 GWh netos durante 2004, 10,4 % menor a la generación en 2003, producto de la menor disponibilidad de gas. Durante el último ejercicio, esta filial mantuvo contratos con División Andino de Codelco, Enami Ventanos, Disputada (El Soldado) y AES Gener, empresas a las cuales vendió 2.833 GWh en el año.

En el SING, Norgener generó un total de 728 GWh netos, y realizó compras en el mercado spot por un total de 739 GWh. El consumo total anual de sus clientes SQM Nitratos, SQM Salar y Minera Escondida Ltda., fue 1.450 GWh.

El principal cliente de Norgener es Minera Escondida, compañía que explota uno de los yacimientos de cobre más grandes del mundo. Al respecto, es importante destacar que durante 2004 ambas empresas pusieron término al proceso arbitral iniciada por Minera Escondida en diciembre de 2002. El acuerdo comprende la extensión hasta el año 2015 de los contratos existentes, por un suministro de hasta 172 MW, y la suscripción de un tercer contrato que rige entre 2004 y 2015 por hasta 80 MW. De este modo, se logró fortalecer y proyectar a futuro una relación de mutuo beneficio entre ambas compañías.

#### Balance de energía Energía Verde en el SIC 2004

	Energía [GWh]
<b>Producción neta</b>	<b>79</b>
<b>Compras</b>	
AES Gener	233
<b>Total compras</b>	<b>233</b>
<b>Ventas</b>	
AES Gener	79
Industriales	227
<b>Total ventas</b>	<b>306</b>
Pérdidas del sistema	6

#### Balance de energía Eléctrica Santiago en el SIC 2004

	Energía [GWh]
<b>Producción neta</b>	<b>2.208</b>
<b>Compras</b>	
CDEC-SIC	730
AES Gener	0
<b>Total compras</b>	<b>730</b>
<b>Ventas</b>	
CDEC-SIC	37
Cientes regulados	0
Cientes no regulados	931
AES Gener	1.903
RM-88	68
<b>Total ventas</b>	<b>2.939</b>
Pérdidas del sistema	0

#### Balance de energía Norgener en el SING 2004

	Energía [GWh]
<b>Producción neta</b>	<b>728</b>
<b>Compras</b>	
CDEC-SIC	739
<b>Total compras</b>	<b>739</b>
<b>Ventas</b>	
Escondida	1.347
S.Q.M. Minsal	74
S.Q.M. Nitratos	28
CDEC-SING	0
<b>Total ventas</b>	<b>1.450</b>
Pérdidas del sistema	17



## Discusión normativa

El 13 de marzo de 2004 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 19.940, también llamada "Ley Corta". Las principales modificaciones a la regulación vigente realizadas por esta ley se refieren principalmente a la tarificación y la expansión de las redes de transporte en alta tensión: red troncal y subtransmisión. Otras materias abordadas por esta ley son la definición de un esquema de peajes abierto en las redes de distribución, la reducción opcional del límite de los clientes libres desde 2.000 a 500 kilowatts, la reducción de la banda de comparación de precios libres y regulados desde 10 % a 5 %, la formalización del mercado de servicios complementarios y modificaciones al régimen de precios en sistemas eléctricos pequeños y medianos.

En lo que respecta a la tarificación de las redes de alta tensión, la principal modificación introducida por la Ley N° 19.940 se refiere a la definición de una red troncal y de un área de influencia común. Los cargos por el uso de las instalaciones pertenecientes a esa red serán pagados directamente por generadores o consumidores, según el uso que hacen de ellas. De este modo, el cargo por el uso de aquellas instalaciones que se encuentren al interior del área de influencia común serán pagados directamente en 80 % por las centrales generadoras y en 20 % por los consumidores. El cargo por el uso del resto de las instalaciones de la red troncal será pagado directamente por generadores o consumidores, conforme sea el uso que ellos hacen de las instalaciones.

Por su parte, la valorización y expansión de la red troncal se realizará a través de un estudio de transmisión troncal. La Comisión Nacional de Energía (CNE) definirá los cargos por uso de la red de alta tensión y la realización de las nuevas obras que necesita el sistema, basada en los resultados y recomendaciones de este estudio.

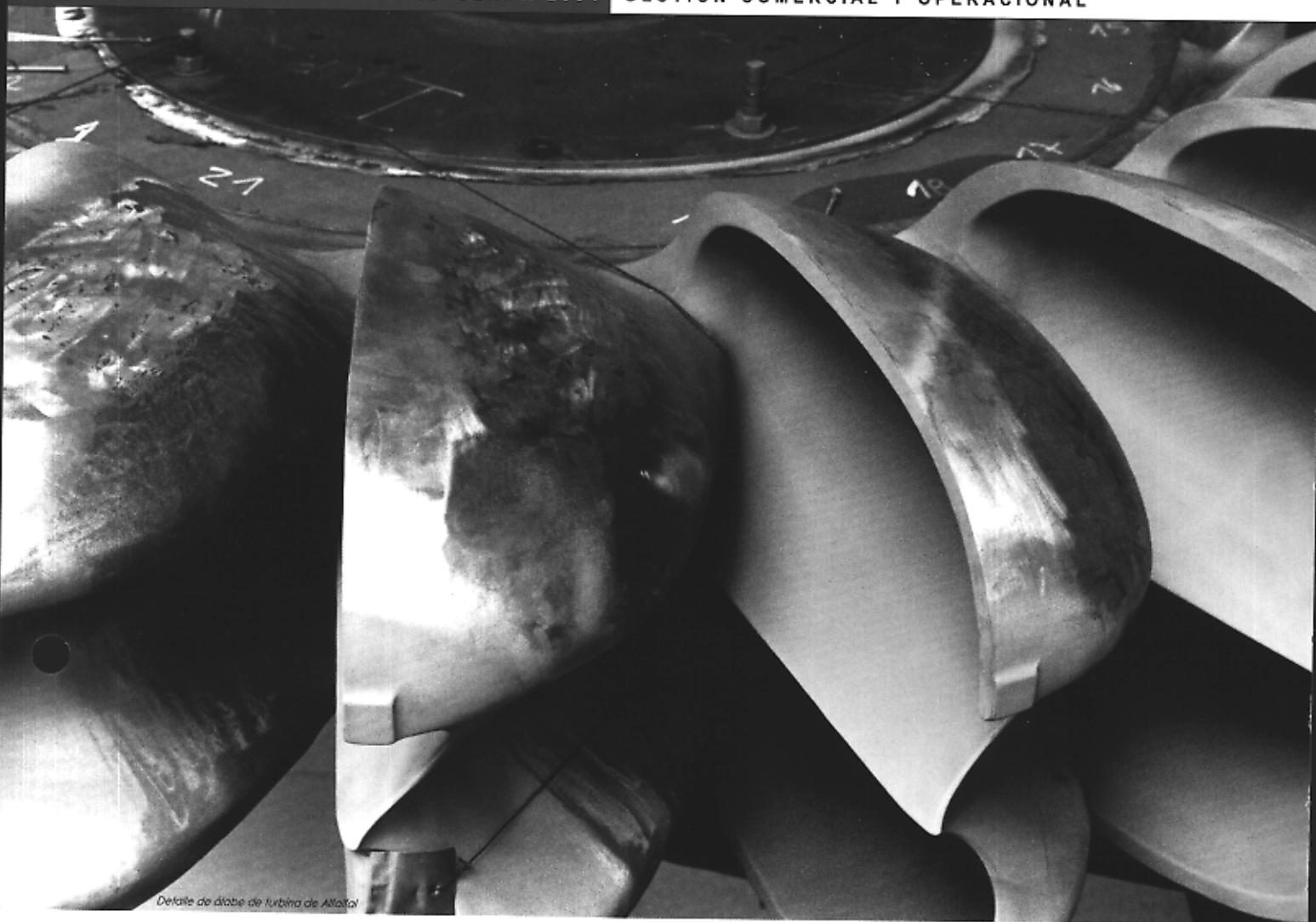
A pesar de la vigencia de la Ley N° 19.940, durante el año 2004 los peajes que deberán pagar los generadores por el uso del sistema troncal se definirán transitoriamente mediante el Decreto N° 158, del 9 de octubre de 2003. No obstante lo anterior, una vez finalizado el primer estudio de transmisión troncal, se realizará la reliquidación correspondiente, de modo que los peajes que finalmente serán pagados por los generadores por el uso de la red troncal sean los correspondientes a la aplicación de la Ley N° 19.940. Estas primeras bases administrativas y técnicas definitivas del proceso de licitación "Estudio de Transmisión Local", fueron fijadas por Resolución Exenta CNE N° 521 del 14 de septiembre de 2004.

De modo de dar inicio a las obras urgentes del Sistema Interconectado Central, la Subsecretaría de Economía publicó en el Diario Oficial, durante el mes de octubre de 2004, los decretos N° 231 y N° 232, los cuales determinan las ampliaciones y nuevas instalaciones del sistema que requieren construcción inmediata y en donde se fijan las condiciones y términos de los procesos de licitación para asignar su construcción. En noviembre de 2004, el CDEC-SIC llamó a licitación por las obras de expansión del sistema troncal.

Respecto a los servicios complementarios, la "Ley Corta" introduce un sistema de remuneración que será adicional al de energía y potencia, lo que favorece la seguridad, la confiabilidad y la calidad del sistema. Para el año 2005 se espera la propuesta, por parte de los CDEC del SIC y el SING, de un manual sobre definición, administración y operación de los servicios complementarios que requiera cada sistema, definiendo un sistema de precios que sea compatible con los precios de energía y potencia.

Otro aspecto importante de 2004 fueron las divergencias ocurridas al interior del CDEC-SIC, relacionadas con las transferencias de potencia de punta entre sus integrantes en el período 2000 - 2003. Producto de estas divergencias, la autoridad dictó varias resoluciones ministeriales: RM-119/2001, RM-17/2004, RM-34/2004 y RM-35/2004. Finalmente, los dictámenes N° 1 y N° 3 del Panel de Expertos, ambos de 2004, resolvieron estas disputas atendiendo en gran medida los planteamientos de AES Gener y otras generadoras.

Por último, a fines de diciembre de 2004 la Comisión Nacional de Energía envió a las empresas un proyecto de reglamento que modifica nuevamente el cálculo de la potencia firme de las centrales del sistema. El proyecto de reglamento se encuentra en proceso de revisión y una vez considerados los comentarios de las empresas, se espera que sea aplicado a partir del año 2006.



Detalle de dabo de turbina de Allatay

## Aspectos operacionales

Durante el año 2004, la operación de las centrales termoeléctricas fue afectada por la menor disponibilidad de gas y por el aumento del precio del carbón y del petróleo. En el SING, ello significó un mayor despacho de la central Nargener, mientras que en el SIC implicó utilizar petróleo diesel en la central Nueva Renca y aumentar el despacho de las centrales Ventanas y Guacolda con respecto al año anterior. En tanto, la generación de las centrales hidroeléctricas fue muy similar a la registrada en 2003.

La política de producción para las centrales con bajo despacho se centró en mejorar su disponibilidad para el momento de ser requeridas. Para las centrales con alto despacho, los esfuerzos se concentraron en optimizar los resultados.

Se puso especial énfasis en lo siguiente:

- Optimizar la gestión de producción en el marco del objetivo de The AES Corporation de llevar las plantas de la empresa al nivel de clase mundial, lo que implica para 2006 que todas las centrales del grupo AES logren ubicarse en cuanto a rendimiento en el primer cuartil del grupo de centrales comparables de la industria, y para 2008 que todas alcancen el primer decil.
- Proyectar el desarrollo profesional de los integrantes de la empresa para enfrentar los desafíos futuros, a través de planes de capacitación permanente.
- Actuar proactivamente en materia ambiental.
- Estandarizar las prácticas de seguridad en todas las centrales, minimizando de esta manera el índice de accidentes con tiempo perdido.

Durante el año se continuó con la implementación de un nuevo esquema de mantenimiento basado en la confiabilidad (Reliability Centered Maintenance) en las centrales de los complejos Cordillera y Costa. Esto permitirá reducir costos y aumentar la disponibilidad de las unidades productivas.



Por otra parte, durante el mes de octubre, bajo la coordinación de la Gerencia de Producción de AES Gener, se llevó a cabo la Tercera Reunión Técnica de Producción del Grupo de Producción en Latinoamérica de AES Corp., en la que participaron representantes de las empresas del grupo AES Gener y de empresas AES de México, Puerto Rico y Panamá. El tema central fue la incorporación de los adelantos tecnológicos en la optimización de la gestión productiva. Esta reunión generó además positivas instancias de intercambio técnico y de apoyo, lo que se traducirá en disminuciones de costos, aumento en la disponibilidad de las plantas y mayor motivación y desarrollo del personal.

#### • Complejo termoeléctrico Costa

Durante el año 2004, las restricciones de suministro de gas natural desde Argentina afectaron el escenario de operación de las centrales termoeléctricas que pertenecen directamente a AES Gener y que conforman este complejo. Gracias a una política y programas de mantenimiento y operación aplicados en los años anteriores, fue posible dar el servicio requerido con un alto nivel de eficiencia en la combustión y una alta disponibilidad de las unidades.

Centrales termoeléctricas de AES Gener							
Central	Ubicación	Año puesta en servicio	Tipo turbina	N° unidades	Potencia [MW]	Consumo específico neto	Disponibilidad 2004
Laguna Verde	Laguna Verde, V región	1939 - 1949	carbón-vapor	2	54,7	0,644 gr/kWh-n	98,65%
Ventanas	Puchuncaví, V región	1964 - 1977	carbón-vapor	2	340	0,393 gr/kWh-n	86,20%
T.G. L. Verde	Laguna Verde, V región	1990	turbogas-diesel	1	18	0,33 lit/kWh-n	85,79%

\* Estas instalaciones son de propiedad de AES Gener y se encuentran en buen estado.

Durante el período, se realizó el traslado de la unidad turbogas que forma parte del complejo termoeléctrico Costa, desde los terrenos de la Compañía Minera el Indio (IV Región) hacia Laguna Verde (V Región). La planta fue localizada a un costado de la central a carbón Laguna Verde, también de propiedad de la empresa, lo que implicó la modificación de la subestación del mismo nombre y la construcción y el montaje de estanques de almacenamiento para petróleo diesel.

Por otra parte, en la central termoeléctrica Ventanas se dio inicio en noviembre al mantenimiento mayor del turbogenerador de la Unidad N° 1, trabajo que concluyó en febrero del 2005. El proyecto fue administrado con apoyo de AES Corp. bajo el concepto de contratos de tipo global con empresas especializadas en el mantenimiento de este tipo de equipos, lo que permitió optimizar condiciones de precio, tiempos de entrega y garantías.

#### • Complejo hidroeléctrico Cordillera

Las centrales hidroeléctricas de AES Gener se mantuvieron en servicio en forma prácticamente constante durante todo el año 2004. La generación neta anual producida por las cuatro plantas alcanzó a 1.425 GWh.

El número de salidas forzadas de las unidades y las pérdidas de energía asociadas disminuyeron drásticamente durante el período, bajando de una pérdida de 2.539 MWh en 2003 a 18 MWh en 2004. Esto, producto de diversas mejoras incorporadas en equipos críticos, capacitación y aplicación de la gestión de mantenimiento basada en la confiabilidad.

El año 2004 se caracterizó por un notorio déficit en la cantidad de eventos de nieve caída en la precordillera de la zona central de Chile, lo que se tradujo en una disminución significativa de generación en las centrales del complejo Cordillera a partir del segundo semestre. El período de deshielo comenzó con al menos 25 días de retraso, lo que repercutió en la generación de la central Alfalfal durante los meses de noviembre y diciembre.

Dentro de los trabajos de mantenimiento mayor realizadas a los centrales del complejo durante el año 2004, se destacó la efectuada a la Unidad N° 1 de Alfalfal, que incluyó el retiro del rotor del generador y la inspección de todos los descansos. Una reparación de este tipo no se realizaba en la unidad desde el año 1996.

Debido a las restricciones en el suministro de gas desde Argentina, la compañía decidió posponer para el año 2005 la reparación general de la Unidad N° 1 de Quelltehues, programada inicialmente para el mes de agosto de 2004.

Centrales hidroeléctricas de AES Gener							
Central	Ubicación	Año puesta en servicio	Tipo turbina	N° unidades	Potencia [MW]	Disponibilidad 2004	
Maitenes	Los Maitenes, cajón río Colorado, R.M.	1923-1989 <sup>(1)</sup>	Francis	5	31	97,49%	
Quelltehues	Los Quelltehues, cajón río Maipo, R.M.	1928	Pelton	3	49	99,51%	
Volcán	El Volcán, cajón río Maipo, R.M.	1949	Pelton	1	13	93,58%	
Alfalfal	El Alfalfal, cajón río Colorado, R.M.	1991	Pelton	2	178	90,81%	

<sup>(1)</sup> Reconstruida después del aluvión del río Colorado de noviembre de 1987. Incluye la planta auxiliar Maitenes

\* Estas instalaciones son de propiedad de AES Gener y se encuentran en buen estado

### • Despacho de carga, subestaciones y líneas de transmisión en el SIC

Durante el año 2004, se realizaron mantenimientos preventivos en todo el sistema de transmisión y subestaciones que pertenece directamente a AES Gener. Se cambiaron 14,3 km de conductor de cobre del circuito N° 1 de la línea Maitenes - La Laja (110 kV), y se reforzaron todas las torres y fundaciones de la línea Pachacama - La Calera (110 kV), lográndose un alto estándar de seguridad. Adicionalmente se reemplazaron ocho interruptores OCB por interruptores del tipo SF-6, en la subestación de enlace Ventanas alcanzándose también un alto nivel de seguridad de servicio. Para el año 2005 está programado el cambio de todos los transformadores de potencial de esta subestación.

Por otra parte, según indicación del CDEC-SIC, entre septiembre de 2004 y febrero de 2005 el Despacho de Carga de AES Gener se preparó para asumir la condición de Centro de Operación Regional (COR) de la V Región para casos de recuperación de servicio ante caídas totales o parciales de suministro eléctrico en el SIC.

#### Líneas de transmisión y subestaciones de AES Gener

Longitud de líneas en 220 kV:		43,4 km
Longitud de líneas en 110 kV:		249,4 km
Subestaciones propias	Alfalfal, Maitenes, Queitehues, La Laja, Punta de Peuco, Pachacama, San Pedro, Ventanas y Laguna Verde	
Acometida a subestaciones de otras empresas	Los Almendros, Florida, Cerro Navia 110 kV, Las Vegas, Calera, Miraflores	

\* Estas instalaciones son de propiedad de AES Gener y se encuentran en buen estado.

### • Eléctrica Santiago

En febrero de 2004 se hizo efectiva la transferencia de los activos que conforman la central Renca desde AES Gener a esta filial. Tales activos incluyen los estudios para desarrollar el proyecto de su conversión a gas, así como el terreno de 3,9 hectáreas en el que se emplaza el complejo termoeléctrico Renca, conformado por la central Renca y la central Nueva Renca, también de propiedad de Eléctrica Santiago.

Durante 2004, la central Nueva Renca generó un total de 2.276 GWh brutos, y, producto de la situación de abastecimiento de gas desde Argentina, operó 62 horas con petróleo diesel. Entre los meses de septiembre y octubre se efectuó el mantenimiento mayor de la turbina a gas y del resto de los equipos de la central.

Por su parte, la central Renca generó 5,9 GWh brutos.

#### Centrales termoeléctricas de Eléctrica Santiago

Central	Ubicación	Año puesta en servicio	Tipo turbina	N° unidades	Potencia [MW]	Consumo específico neto	Disponibilidad 2004
Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1962	diesel premium-vapor	2	100	16,300 BTU/kWh	100%
Nueva Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1997	ciclo comb. gas natural	1 (1x1)	379	7,511 BTU/kWh	97%

\* Estas instalaciones son de propiedad de Eléctrica Santiago y se encuentran en buen estado.

### • Energía Verde

Durante el año 2004, la filial Energía Verde generó un total de 79 GWh brutos y vendió casi un millón de toneladas de vapor a sus clientes industriales.

Sus plantas Laja, Constitución, Nacimiento y Mostazal consumieron 1.677.560 m<sup>3</sup> de aserrín y corteza, en tanto el consumo de petróleo de su turbina de Mostazal durante el año 2004 alcanzó a 2.940 m<sup>3</sup>.

El 30 de septiembre de 2004, la planta Nacimiento fue transferida a CMPC-Celulosa S.A., en concordancia con el contrato de suministro de vapor firmado en 1995, que contemplaba una opción de compra a favor del cliente.

Energía Verde está evaluando la factibilidad de ofrecer suministro adicional a actuales clientes que han anunciado planes de crecimiento de sus consumos de energía.

#### Centrales térmicas de Energía Verde

Central	Ubicación	Año puesta en servicio	Tipo turbina	N° unidades	Potencia [MW]	Consumo específico neto	Disponibilidad 2004
Constitución	Constitución, VII Región	1995	cogeneración (electricidad y vapor)	1	8,7	N/A	96%
Laja	Laja, VIII Región	1995	cogeneración (electricidad y vapor)	1	8,7	N/A	97%
Nacimiento <sup>(1)</sup>	Nacimiento, VIII Región	1997	generadora de vapor	1	15 <sup>(2)</sup>	N/A	N/A
San Fco. de Mostazal	San Fco. de Mostazal, VI Región	2000	generadora de vapor	2	3,8 <sup>(2)</sup>	N/A	N/A
San Fco. de Mostazal	San Fco. de Mostazal, VI Región	2002	turbogas-diesel	1	24	0,309 kg/kWh	97%

<sup>(1)</sup> Central perteneciente a Energía Verde hasta septiembre de 2004. Las demás instalaciones son de propiedad de Energía Verde al 31 de diciembre de 2004 y se encuentran en buen estado.

<sup>(2)</sup> Potencia equivalente.



Válvula de salida de bomba de refrigeración, central Afloral

## • Guacolda

En 2004 la generación bruta de la central termoeléctrica Guacolda ascendió a 2,480 GWh, lo que constituye un record desde su puesta en marcha.

Durante el año, la COREMA de la III Región aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) presentada por la empresa para la flexibilización de su operación con uso de petcoke. Adicionalmente, en junio, Guacolda obtuvo la certificación internacional de puerto y nave segura (ISPS), y luego, en octubre, después de un año y medio de trabajo, aprobó la Norma ISO 14.001, que certifica el cumplimiento de su política ambiental. Además obtuvo los reconocimientos de la Corporación Pro Desarrollo de Atacama, como la empresa destacada de la III Región, y del SENCE, por su cooperación en la capacitación de trabajadores.

El uso de petcoke fue cuidadosamente supervisado a través de una red de monitoreo de calidad de aire, compuesta por 10 estaciones ubicados en lugares estratégicos del Valle de Huasco.

### Central termoeléctrica de Guacolda

Central	Ubicación	Año puesta en servicio	Tipo turbina	Nº unidades	Potencia	Disponibilidad [MW]
Guacolda	Huasco, III Región	1995 - 1996	vapor - carbón	2	304	95%

\* Estas instalaciones son de propiedad de Guacolda y se encuentran en buen estado.

### Otras instalaciones de Guacolda

Puerto mecanizado multipropósito	1 500 toneladas/hora de capacidad. Apto para la descarga de carbón y graneles en general. Acondicionado para la prestación de servicios a terceros.
Líneas en 220 kV	168 km
Subestaciones propias	Guacolda

\* Estas instalaciones son de propiedad de Guacolda y se encuentran en buen estado.



Contratistas en central Ventanas

#### • Norgener

Durante el año 2004, la central termoeléctrica Norgener, de la filial del mismo nombre, tuvo un significativo aumento de despacho, generando 794 GWh brutos, que se comparan con 142 GWh de 2003. Bajo este escenario, los esfuerzos productivos estuvieron abocados principalmente a mantener la disponibilidad de las unidades mediante la implementación de un plan de recuperación y mantenimiento riguroso, anteponiéndose a contingencias derivadas del racionamiento de gas y su efecto en otras plantas del SING.

Considerando estas variaciones en el ámbito productivo, en septiembre se puso en marcha un plan de reestructuración, que incluyó licitación de servicios y definición de nuevas políticas de producción.

Entre los trabajos realizados, sobresalió la implementación del proyecto "Aumento de potencia y uso de mezclas de petcoke/ carbón", el cual, con los debidos permisos ambientales, en tan sólo tres meses permitió a la Unidad N° 2 de la central generar con mezclas de estos combustibles a partir de junio de 2004. Esto permitió reducir los costos de combustibles en aproximadamente 15%. La inversión requerida fue cercana a US\$ 350.000, e incluyó un equipo de monitoreo continuo de gases en chimeneas, software, hardware e infraestructura de monitoreo de calidad del aire en Tocopilla, con tres estaciones monitoras en línea con los organismos fiscalizadores.

Como resultado de lo anterior, la Unidad N° 2 de Norgener es una de las dos unidades carboneras más económicas del SING, lo que implica su permanente despacho por parte del CDEC y requiere de la empresa un planificado abastecimiento de combustible de modo de cumplir con los estándares de emisiones comprometidos con las autoridades.

Central termoeléctrica de Norgener

Central	Ubicación	Año puesta en servicio	Tipo turbina	N° unidades	Potencia [MW]	Consumo específico neto [kg/kwh]	Disponibilidad 2004
Norgener	Tocopilla, II Región	1995-1997	carbón-vapor	2	277,34	0,40-0,397	89,7% - 97,9%

\* Estas instalaciones son de propiedad de Norgener y se encuentran en buen estado.



#### Líneas de transmisión y subestaciones de Norgener

Longitud de líneas en 345 kV:	140 km <sup>(1)</sup>
Longitud de líneas en 220 kV simple circuito:	110 km <sup>(1)</sup> y 95 km <sup>(2)</sup>
Longitud de líneas en 220 kV doble circuito:	63 km <sup>(1)</sup> y 72 km <sup>(2)</sup>
Longitud de líneas en 110 kV:	33 km <sup>(1)</sup>
Longitud de líneas arrendadas en 220 kV simple circuito:	221 km <sup>(1)</sup>
Subestaciones propias:	Norgener, Oeste, Minsal, La Cruz, Andes, Nueva Zaldivar, Laberinto
Paños o acometidas a subestaciones de otras empresas:	Un paño Mantos Blancos, un paño Lomas Bayas, dos paños Crucero

<sup>(1)</sup> Estas instalaciones son de propiedad de Norgener y se encuentran en buen estado.

<sup>(2)</sup> Estas instalaciones son de propiedad de AES Gener y se encuentran en buen estado.

#### • TermoAndes

Durante el año 2004, la generación neta de la central Salta, de propiedad de TermoAndes, alcanzó los 1.859 GWh, 2,3 % inferior a la registrada en 2003, de 1.903 GWh. Esta baja se debió principalmente a las restricciones de gas sufridas durante el año, que obligaron a esta empresa a abastecerse de gas en el mercado a través de contratos de corto plazo.

A pesar de esta disminución en la generación neta, en el mes de diciembre de 2004 se alcanzó el nivel récord de generación desde la puesta en servicio de la central, con 180,3 GWh, lo que correspondió a un despacho promedio de 242,3 MW.

El 22 de junio de 2004 fue declarado indisponible el transformador principal de la turbina de gas IG11, a raíz de una falla que lo dejó fuera de servicio. El 5 de noviembre fue declarado operativo nuevamente, luego de una exitosa reparación.

TermoAndes continuó con su política de seguridad y cuidado del medio ambiente. En este ámbito, el 10 de agosto de 2004 fue aprobada la primera auditoría anual relacionada a la norma ISO 14.001, certificada por TermoAndes en julio de 2003. Asimismo, se certificó un sistema de gestión de calidad ISO 9.001/00, que reemplazó a la norma ISO 9.002/94 certificada en el año 2000. Ambas iniciativas permiten a TermoAndes desarrollar sus actividades y cumplir los compromisos asumidos con sus clientes en un escenario de respeto al medio ambiente.

#### Central termoeléctrica de TermoAndes

Central	Ubicación	Año puesta en servicio	Tipo turbina	Nº de unidades	Potencia [MW]	Consumo específico neto	Disponibilidad 2004
Salta	Campo Santo, Prov. de Salta, Argentina	1999	ciclo comb. gas natural	1 (2x1)	642,8	7.677 BTU/kWh	80,48%

\* Estas instalaciones son de propiedad de TermoAndes y se encuentran en buen estado.

#### • InterAndes

Esta compañía cuenta con una concesión para la transmisión de energía eléctrica entre Campo Santo, en Argentina, y el nodo frontera en Paso Sico, punto limítrofe con Chile. Asimismo, cuenta con un contrato con TermoAndes para otorgarle el servicio de transporte de energía y potencia eléctrica entre la central Salta y el nodo frontera mencionado.

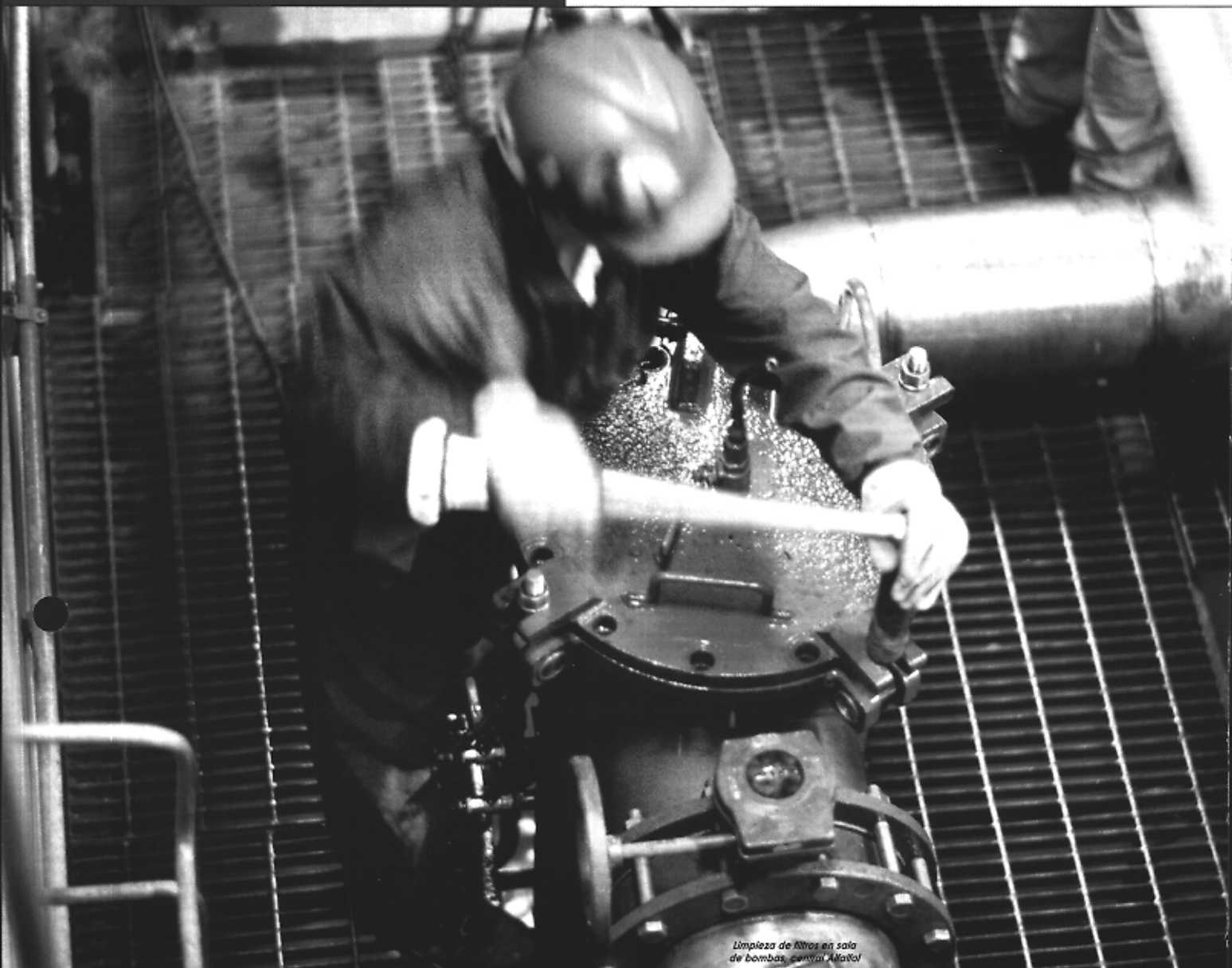
Continuando con sus planes orientados a mejorar la operatividad y disponibilidad de su línea de transmisión, InterAndes contrató un servicio de auditoría técnica externa para toda la extensión de la línea, que abarcó estudios pedestres de la obra civil, de electromecánica y de las defensas costeras de los ríos que atraviesa.

En materia de seguridad, se encuentra en su etapa final la implementación de su proyecto de instrucciones de trabajo y sus respectivos análisis de trabajo seguro. También se encuentra en desarrollo su plan de seguridad pública y su respectiva certificación, de acuerdo a la Resolución 57/03 del ente regulador de los servicios públicos de la República Argentina.

#### Líneas de transmisión y subestaciones de InterAndes

Longitud de líneas en 345 kV:	280 km
Subestaciones propias:	Salta

\* Estas instalaciones son de propiedad de InterAndes y se encuentran en buen estado.



*Limpieza de filtros en sala de bombas, central Almatol*

## Negocio eléctrico en el extranjero

Mediante las empresas generadoras Chivor e Itabo, AES Gener participa en los sectores eléctricos de Colombia y República Dominicana, respectivamente.

**Centrales del grupo AES Gener en Colombia y República Dominicana**  
Potencia Instalada [MW]

<b>Chivor (Colombia)</b>	
Central hidroeléctrica Chivor	1.000
<b>Itabo (República Dominicana)</b>	
Central Itabo turbina a vapor	260
Central Itabo turbinas a gas	104
Central Santo Domingo	39
Central Timbeque	46
Central Los Mina	69
Central Higuamo	69
Total Itabo	586
<b>Total</b>	<b>1.586</b>





## Sistema eléctrico colombiano

El Sistema eléctrico colombiano está estructurado en torno a un único Sistema Interconectado Nacional (SIN), que al 31 de diciembre de 2004 contaba con una capacidad instalada efectiva de 13.398 MW, con 66 % de capacidad hidroeléctrica y 34 % de capacidad termoeléctrica. El aumento de 133 MW en la capacidad instalada respecto al año anterior se produjo por la entrada en operación de algunas centrales al sistema, tales como La Herradura, La Vuelta, Jeparachi y TermoYopal, y también por el aumento de capacidad en las plantas de Merilectrica, Flores 1, 2 y 3. La demanda de energía durante el 2004 alcanzó los 47.019 GWh, 2,5 % superior a la registrada en 2003.

Con respecto a las transacciones internacionales de energía -TIES- con Ecuador, Colombia siguió siendo netamente exportador, con un valor aproximado de 1.681 GWh, que representan 3,5 % de la demanda colombiana, importando sólo 35 GWh. La capacidad de importación de energía oscila entre 140 y 160 MW, y la de exportación, entre 220 y 235 MW.

Durante el año 2004, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) comunicó a los agentes dos propuestas regulatorias que pretenden reorientar el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista. La primera se refiere a la implementación del sistema electrónico de contratos normalizados de largo plazo, según el cual los agentes transarían la energía de largo plazo mediante un sistema de subastas anónimas, asociado a un mercado de opciones y futuros. La segunda propuesta de la CREG se refiere al cambio de metodología en la estimación del cargo por capacidad, que en adelante se denominaría cargo por confiabilidad. Se propone asignar una parte del cargo por energía firme usando una simulación matemática bajo condiciones de hidrología crítica, y otra parte por potencia firme en un mercado de subastas. Se espera que las resoluciones definitivas sean promulgadas durante el primer semestre de 2005.

### • Chivor

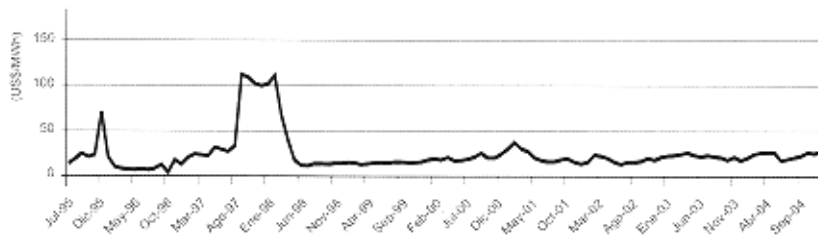
Esta filial colombiana, cuyas acciones pertenecen en 99,9 % a AES Gener, posee la tercera central hidroeléctrica del país, con una capacidad instalada de 1.000 MW.

Durante el año 2004, los aportes hidrológicos al embalse La Esmeralda, de la central Chivor, correspondieron al 119,8 % del promedio histórico multianual. Al finalizar el año el nivel del embalse alcanzó el 90,7 % de su capacidad útil.

La producción de energía neta de Chivor durante el periodo alcanzó los 4.231 GWh. Se comercializaron 5.974 GWh, de los cuales 3.537 GWh fueron transados a través de la bolsa de energía y los restantes 2.437 GWh mediante contratos de largo plazo. Los precios de bolsa aumentaron entre enero y abril, y presentaron una tendencia a la baja durante la temporada del invierno en la mayoría de las zonas del país.

En concordancia con la política comercial de esta filial, durante el año 2004 se firmaron contratos para los años 2005 y 2006 por 2.435 y 2.066 GWh, respectivamente, y se pactaron alianzas estratégicas con otros agentes para abastecer el mercado no regulado.

Precio energía mercado colombiano



Balance de energía Chivor 2004

	Energía (GWh)
<b>Producción neta</b>	<b>4.231</b>
<b>Compras</b>	
Chivor	1.641
<b>Total compras</b>	<b>1.641</b>
<b>Ventas</b>	
Contratos	2.437
Bolsa	3.537
<b>Total ventas</b>	<b>5.974</b>
Pérdidas del sistema	507

La CREG aprobó durante el año los parámetros reportados para cálculo de los cargos por capacidad de Chivor del período 2004-2005, para ser aplicados a partir del 30 de noviembre de 2004. El valor de la capacidad remunerada teórica que corresponde a la remuneración de cargo por capacidad para este período alcanzó los 283 MW, presentando un aumento de 16 MW con respecto al período anterior.

Chivor participó activamente en la revisión de las propuestas regulatorias sobre contratos electrónicos y cargo por confiabilidad, presentando sus apreciaciones directamente a la CREG y al Ministro de Minas y Energía. Se contó para ello con el apoyo del grupo comercial y regulatorio de AES Gener. El objetivo primordial es que las nuevas resoluciones tengan un impacto positivo en la operación comercial de Chivor y reduzcan la incertidumbre en los ingresos en el mediano y largo plazo.

Durante el año 2004, la capacidad efectiva de la central registrada ante el SIN fue 1.000 MW. La disponibilidad promedio fue 83,5 %, y el índice de salidas forzadas fue 3,5 %, debido a la ejecución del proyecto "Vaciado de Chivor I" y a un gran evento hidrológico presentado el 9 de mayo que afectó a instalaciones de la planta.

Dentro de las actividades y proyectos de mejoramiento de la central, se destacó el mantenimiento mayor de la unidad 5, que permitió mejorar la instrumentación, el control y las protecciones eléctricas. Adicionalmente, entre el 15 de abril y el 18 de junio se ejecutó el mencionado proyecto "Vaciado Chivor I", que consideró el mantenimiento del túnel superior de conducción; la inspección de los pozos verticales y las reparaciones del blindaje de presión inferior; el mantenimiento de las válvulas mariposa ubicadas en la cámara de válvulas; la instalación de dos nuevas válvulas esféricas en las unidades 1 y 4; la reparación de dos válvulas esféricas en las unidades 2 y 3; la modernización de protecciones de generador en las unidades 1, 2, 3 y 4; la modernización de las protecciones eléctricas de las unidades 5, 7 y 8, y el mantenimiento general de la unidad 3. Por otra parte, se iniciaron los proyectos de rehabilitación de transformadores de potencia para Chivor I y de montaje del nuevo sistema contra incendio de la planta.

El evento hidrológico presentado en mayo, por su parte, consistió en una crecida del nivel del embalse originada por lluvias en la parte alta de la cuenca de los principales ríos que la alimentan. Estos ríos alcanzaron un caudal máximo horario de 1.370 m<sup>3</sup>/s y un caudal promedio día de 696 m<sup>3</sup>/s, equivalente al 723 % de la media mensual histórica multianual (50 años). De acuerdo con los registros estadísticos, dicho caudal se presenta con una recurrencia de 20 años. La crecida arrojó lodos y todo tipo de material orgánico, que fue transportado al túnel de conducción de Chivor II, produciendo falla por bloqueo de flujo en los sistemas de refrigeración y desgaste altamente abrasivo en los equipos de turbina y válvulas esféricas de las unidades 5, 6, 7 y 8. Estas unidades debieron ser sacadas de servicio a fin de efectuar las reparaciones correspondientes en los equipos electromecánicos, en momentos en que las unidades 1, 2, 3 y 4 se encontraban fuera de servicio debido a la ejecución del proyecto "Vaciado Chivor I". Concluidos los trabajos correctivos y las inspecciones a las estructuras internas del túnel de conducción, fueron puestos nuevamente en servicio a partir del 25 de mayo.

Para contrarrestar el impacto del evento hidrológico, fueron firmados contratos de intercambio de energía con otros dos agentes generadores, lo que permitió limitar la exposición al mercado, reducir inconvenientes en el flujo de caja y rediseñar la estrategia comercial para el resto del año.



*Trabajos y operaciones del Programa de Educación Dual en Ventanas*

## Sistema eléctrico dominicano

Durante el año 2004, el sistema eléctrico dominicano continuó en situación de déficit de oferta respecto a la demanda. La generación total alcanzó a 8.723 GWh, con 82 % de generación termoeléctrica y 18 % de generación hidroeléctrica. La demanda máxima anual se registró el 4 de mayo a las 21 horas, y alcanzó los 1.589 MW.

La disminución experimentada en el suministro de energía eléctrica se atribuye a la reducción de oferta por la salida temporal de los principales centros de generación, originada a su vez por la escasez de combustible que se deriva de la crisis financiera del sector.

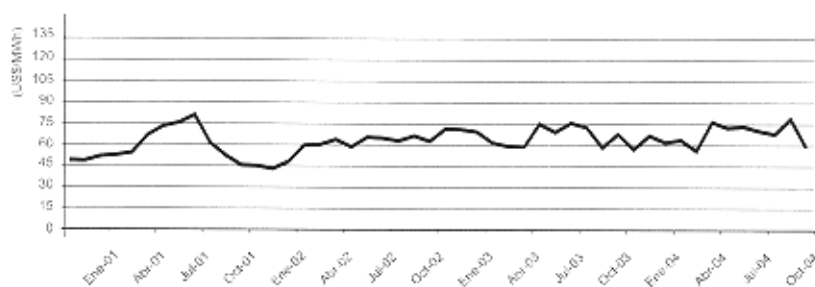
Las transferencias en el mercado spot, que se realizan, al igual que en Chile, a los costos marginales del sistema, estuvieron marcadas por altos precios, llegando incluso a costos de desabastecimiento. Al respecto, cabe destacar durante el año se dictaron las resoluciones SIE-09, 24 y 72, que fijaron un techo a los costos marginales del sistema. En algunos casos tal costo de desabastecimiento fue inferior al costo variable de producción de las unidades menos eficientes, las que requirieron de una compensación adicional para cubrir la diferencia.

### • Itabo

Esta empresa dominicana pertenece en 50 % a un consorcio conformado por AES Gener y El Paso Corporation, que tiene a su cargo la administración de la empresa, y en 50 % al Estado dominicano, a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales.

La capacidad nominal de Itabo alcanza a 586 MW, distribuida en tres centros de generación, los cuales durante el año 2004 aportaron 930 GWh, que representan el 11 % de la energía consumida por el sistema nacional. Actualmente Itabo tiene contratos con empresas distribuidoras por 300 MW.

Precio energía mercado dominicano



Balance de energía Itabo 2004

	Energía (GWh)
<b>Producción neta</b>	<b>930</b>
<b>Compras</b>	
Compras spot	375
Compras contratos	104
<b>Total compras</b>	<b>479</b>
<b>Ventas</b>	
Clientes regulados	1.404
Clientes no regulados	5
<b>Total ventas</b>	<b>1.409</b>
Pérdidas del sistema	0





## Negocios no eléctricos

Además de sus actividades propias de los sectores eléctricos de Chile, Colombia y República Dominicana, al 31 de diciembre de 2004 AES Gener tiene una participación minoritaria en las compañías GasAndes y GasAndes (Argentina), del ámbito del transporte de gas natural, y participa también directamente en el negocio de comercialización de carbón en Chile.

Cabe señalar que en agosto de 2004, con la venta de la empresa colombiana Compañía de Carbones del Cesar, AES Gener dejó de participar en el ámbito de la explotación de carbón. Esta ex-filial es dueña de una mina de carbón en etapa de exploración, ubicada en La Loma, Departamento del Cesar, al nor-orienté de Colombia, con reservas de aproximadamente 14 millones de toneladas. Esta compañía había formado parte de los activos no eléctricos de AES Gener desde septiembre de 1997.

### • Gasoducto GasAndes y Gasoducto GasAndes (Argentina)

Estas empresas coligadas son propietarias y operadoras del gasoducto que une La Mora, en Argentina, con Santiago, en Chile. El tendido recorre un total de 463 kilómetros, 314 kilómetros en el lado argentino y 149 kilómetros en el lado chileno, y es el primero que fue puesto en servicio entre ambos países, en agosto de 1997.

Al 31 de diciembre de 2004, la participación accionaria de AES Gener en GasAndes y GasAndes (Argentina) es de 13 %.

### • Comercialización de combustibles

Junto con asegurar y hacer eficiente el abastecimiento de combustible para sus centrales generadoras, AES Gener suministra carbón a centrales térmicas de otras empresas integrantes del CDEC-SIC y del CDEC-SING, y a compañías del sector industrial, aprovechando para ello economías de escala.

Durante 2004, la empresa vendió 321 mil toneladas de carbón al sector industrial y 357 mil toneladas de carbón a otras centrales térmicas.

Para esta labor de comercialización de combustibles, AES Gener cuenta con personal especializado, de manera tal de responder eficiente y oportunamente a las variadas necesidades de sus clientes.



Detalle del rotor de la turbina de vapor de la Unidad 1 de Ventanas

## Proyectos de inversión

AES Gener cuenta con una cartera de proyectos, entre los cuales se destacan los siguientes:

### • Interconexión SIC-SADI

AES Gener ha continuado estudiando la interconexión eléctrica entre el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Este proyecto consiste en la construcción de 230 kilómetros de líneas de transmisión en 220 kV y de las subestaciones de conexión correspondientes, para unir el extremo sur del SADI con el sistema eléctrico chileno a la altura de la X Región. Esta interconexión permitirá intercambios de hasta 250 MW entre ambos países.

Durante el año 2004, se realizó el estudio de trazada de la línea a nivel de ingeniería básica y se inició la preparación de la documentación necesaria para solicitar el permiso ambiental del tramo chileno.

### • Conversión a gas de la central Renca

Este proyecto consiste en el reemplazo de las calderas de la central Renca, que operan con petróleo diesel, por una turbina a gas de 150 MW y una caldera recuperadora de calor, y en la reutilización de los dos turbogeneradores existentes de 50 MW cada uno. Ello permite mejorar el desempeño ambiental de la central y a la vez incrementar su potencia neta en 140 MW.

La empresa cuenta con licencia ambiental para efectuar la conversión y operar la central con gas natural.



Durante el año 2004 se realizaron estudios técnicos complementarios y se avanzó en la preparación de antecedentes técnicos necesarios para obtener una ampliación del permiso ambiental que permita utilizar petróleo diesel como combustible de respaldo.

La decisión de la materialización de este proyecto ha sido postergada dada la situación de restricciones de suministro de gas desde Argentina.

#### • Central de ciclo combinado Laguna Verde

Este proyecto contempla la construcción de una central de ciclo combinado de 390 MW a un costado de la central Laguna Verde, de propiedad de AES Gener, en la V Región.

En enero de 2004 se ingresó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto a la COREMA V Región, para su tramitación, y fue aprobado en el mes de octubre.

Además fueron presentados a la autoridad los antecedentes necesarios para ampliar el permiso ambiental para el uso del petróleo diesel como combustible de respaldo.

#### • Central de ciclo combinado Totihue

Este proyecto contempla la construcción de una central de ciclo combinado en la comuna de Requinoa, VI Región. Se consideran dos ciclos de 370 MW cada uno, construibles en etapas, aptos para la utilización de gas natural como combustible principal y petróleo diesel como combustible de respaldo.

La tramitación de los estudios ambientales de este proyecto se encuentra suspendido desde diciembre de 2003, a solicitud de la empresa. También a voluntad de la compañía esta tramitación puede reactivarse en cualquier fecha hasta el 15 de diciembre de 2005, con la presentación de un addendum con antecedentes complementarios a los ya contenidos en el EIA.

#### • Central de ciclo combinado Monte Lorenzo

Este proyecto se orienta a la construcción de una central de ciclo combinado de 380 MW a orillas del río Cachapoal, en la comuna de San Vicente de Tagua Tagua, VI Región. Considera el uso de gas natural como combustible principal, y de petróleo diesel como combustible de respaldo.

Durante el año 2004 se preparó el EIA del proyecto, que fue presentado a las autoridades ambientales en febrero de 2005.

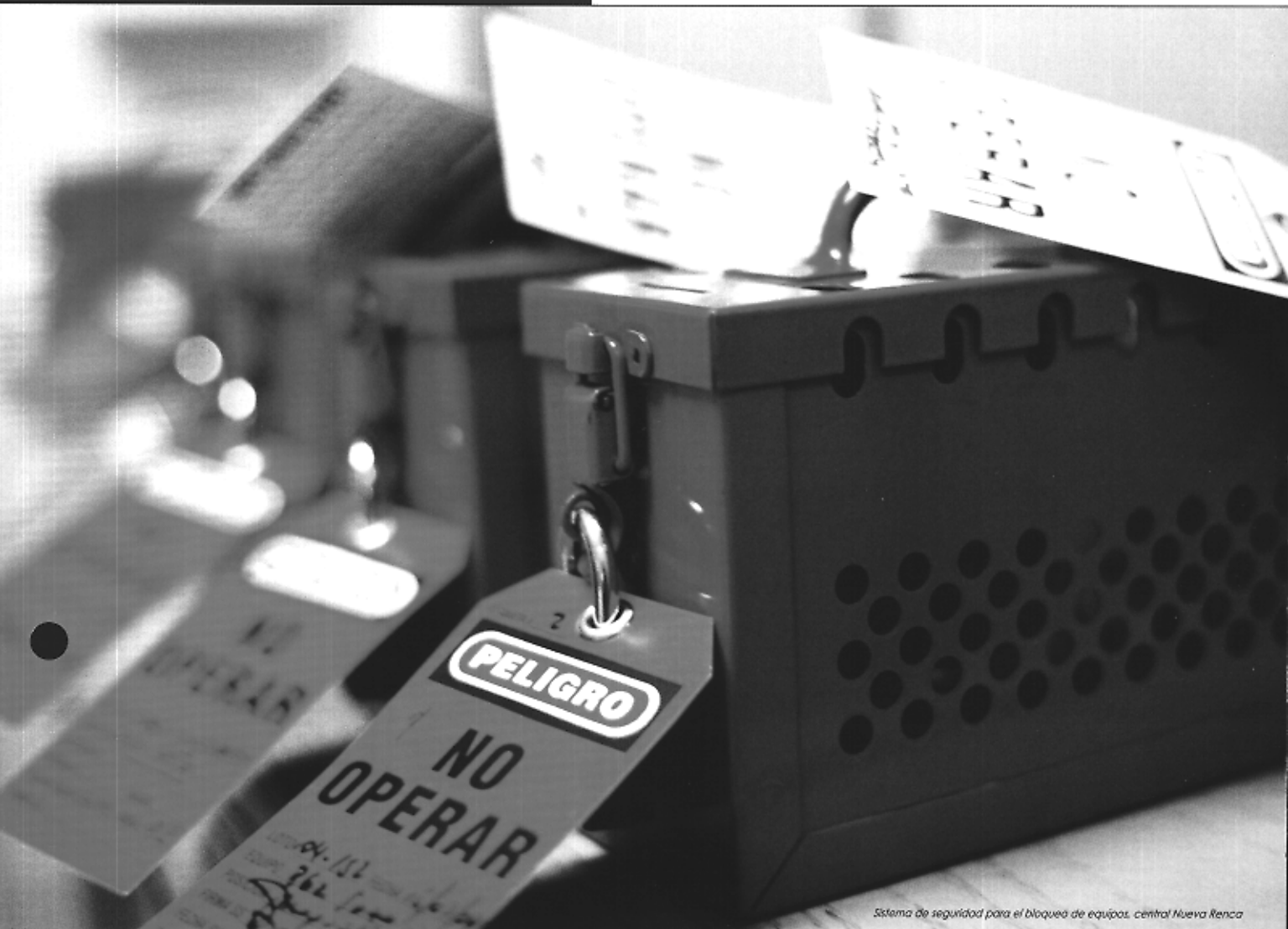
#### • Central a carbón para el SIC

Durante el año 2004 se hizo el estudio técnico de una central a carbón de 250 MW para el Sistema Interconectado Central, y se inició la preparación del EIA del proyecto.

Esta central representa una alternativa a una central de ciclo combinado con gas natural.

#### • Turbinas de respaldo

Durante el año 2004 se hizo el estudio técnico para la instalación de turbinas de combustión a petróleo diesel como respaldo para el SIC. Se iniciaron también los estudios ambientales y la preparación de la documentación para ser presentada a la autoridad ambiental.



*Sistema de seguridad para el bloqueo de equipos, central Nueva Renca*

## Prevención de riesgos

Durante el año 2004, AES Gener continuó otorgando gran importancia a la prevención de riesgos, de manera tal de acercar los negocios de AES Gener en Chile a los exigentes estándares internacionales de The AES Corporation y cumplir con las normas de seguridad chilenas (Ley N° 16.744) y norteamericanas (OSHA).

Entre los logros del año se destacó una disminución en la cantidad de accidentes que afectaron al personal del conjunto de empresas AES Gener, de cuatro en 2003 a dos en 2004.

Por otra parte, se consolidó en las empresas AES Gener una nueva herramienta de gestión preventiva, que se encuentra orientada al mejoramiento continuo de productividad, calidad y seguridad, variables que constituyen pilares fundamentales para mantener procesos operacionales confiables, competitivos y seguros.

## Estadísticas de acuerdo a la ley chilena

De acuerdo a la Ley N° 16.744 sobre accidentes del trabajo aplicada en Chile, son indicadores relevantes el índice de frecuencia, entendido como el número de accidentes por cada millón de horas/hombre trabajadas en el período; el índice de gravedad, que corresponde al número de días perdidos por cada millón de horas trabajadas en el período, y el índice de accidentabilidad, correspondiente al número de accidentes por cada cien trabajadores en un año.



En la siguiente tabla se muestra la estadística correspondiente a accidentes de trabajadores de AES Gener en ambos períodos, según esta ley.

**Indicadores de prevención de riesgos de acuerdo a ley en Chile**

	Índice de frecuencia		Índice de gravedad		Índice de accidentabilidad	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004
Norgener	10,06	0	231,39	0	2,22	0
Guacolda	0	8,43	0	227,83	0	1,88
Eléctrica Santiago	0	0	0	0	0	0
Energía Verde	0	0	0	0	0	0
AES Gener	6,4	2,00	27,77	18,03	1,5	0,46
<b>Consolidado</b>	<b>4,63</b>	<b>2,16</b>	<b>41,69</b>	<b>38,95</b>	<b>1,08</b>	<b>0,51</b>

**Estadísticas de acuerdo a normas aplicables en Estados Unidos**

Las normas que se aplican a la industria en Estados Unidos para información estadística de accidentes (OSHA) consideran un índice de accidentabilidad conocido como LTA (Last Time Accident), que corresponde al número de accidentes por cada 200.000 horas trabajadas. Adicionalmente, se utiliza un índice de gravedad, correspondiente al número de días perdidos por cada 200.000 horas trabajadas.

En la siguiente tabla se observan ambos índices aplicados al personal de las empresas AES Gener, según los registros de accidentes de 2003 y 2004.

**Indicadores de prevención de riesgos de acuerdo a normas OSHA**

	Índice de accidentabilidad LTA		Índice de gravedad	
	2003	2004	2003	2004
Norgener	1,81	0	65,2	0
Guacolda	0	1,68	0	32,06
Eléctrica Santiago	0	0	0	0
Energía Verde	0	0	0	0
AES Gener	1,28	0,40	9,39	2,80
<b>Consolidado</b>	<b>0,92</b>	<b>0,43</b>	<b>8,33</b>	<b>5,62</b>

*Medio ambiente*

*Programas sociales orientados a la comunidad*

*Investigación y desarrollo*

*Seguros*

*Proveedores*

*Marcas*

*Hechos relevantes comunicados a la S.V.S. en 2004*







Inspección de rodamiento. centro Ventanas



## Medio ambiente

Continuando con su política de mejoramiento continuo de los estándares ambientales de sus instalaciones, AES Gener desarrolló durante 2004 un amplio programa de auditorías ambientales internas, en base a protocolos que abarcan materias de aire, agua, sólidos y gestión ambiental operacional. Estas auditorías buscan a la vez hacer más eficiente la gestión global de producción y operación, teniendo presente la componente ambiental en la generación de energía eléctrica.

Adicionalmente la empresa tramitó durante el año importantes permisos ambientales y ampliaciones de los existentes.

### Central termoeléctrica Laguna Verde

Con motivo del traslado de la central turbogas a Laguna Verde desde terrenos de la Compañía Minera El Indio, se actualizó el informe sanitario de la central Laguna Verde, el cual fue aprobado por el Servicio de Salud Valparaíso - San Antonio mediante Informe Sanitario N° 44 del 1 de octubre de 2004.

Mediante Certificado N° 5 del 30 septiembre de 2004, el Servicio de Salud Valparaíso - San Antonio emitió certificación de calificación ambiental favorable a la central.

### Proyecto de ciclo combinado Laguna Verde

La Comisión Regional del Medio Ambiente de la V Región de Valparaíso aprobó, mediante Resolución de Calificación Ambiental N° 215/2004 de 25 del octubre de 2004, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto de una central de ciclo combinado a gas natural de 390 MW. Posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2004, la empresa presentó una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para que sea permitido el uso de petróleo diesel como combustible alternativo de este proyecto.

### Central térmica Mostazal

La Comisión Nacional del Medio Ambiente de la VI Región, mediante Ordinario N° 562 del mes de julio de 2004, autorizó una prueba operacional de uso de combustible alternativo a los chips de envases de polietileno de baja densidad.

### Central termoeléctrica Constitución

El Servicio de Salud del Maule, mediante Resolución N° 1.160 del mes de abril de 2004, autorizó el uso de cenizas de la central para mejorar los suelos agrícolas en el fundo Talpén.

El Servicio de Salud del Maule, mediante Resolución N° 2.011 del mes de julio de 2004, autorizó el uso de la ceniza de la central para mejorar suelos agrícolas en el fundo Culenco.

### Proyecto de central termoeléctrica Totihue

El trámite de la evaluación del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto Totihue se encuentra suspendido hasta el 15 de diciembre de 2005. La empresa solicitó esta extensión del plazo para documentar los requerimientos de los distintos servicios.

### Central termoeléctrica Nueva Renca

Durante el año 2004, la central mantuvo la Certificación Internacional de Gestión Ambiental ISO 14.001.



Actividad del programa educativo Amigos de la Ciencia

## Programas sociales orientados a la comunidad

AES Gener desarrolla diversos programas sociales del ámbito educativo como contribución al desarrollo de las comunidades en las cuales se insertan sus centrales generadoras de energía eléctrica.

Son programas estructurados, de largo aliento, con los cuales AES Gener está comprometida desde hace años y a los cuales se dedican no sólo recursos, sino también el compromiso personal de diversos integrantes de la empresa.

Los principales programas de este tipo son los siguientes.

### Amigos de la Ciencia

Programa de educación escolar en ciencias naturales y matemáticas, que permite a estudiantes de 5° Básico a 4° Medio redescubrir por sí mismos, de manera activa, principios básicos de estas disciplinas científicas. Además los entrena para el autoaprendizaje de contenidos nuevos en el futuro, y desarrolla en ellos habilidades y destrezas de utilidad general.

Es desarrollado desde 1995 junto al Centro de Recursos Educativos Avanzados, CREA, que dirige el doctor en física Sergio Hojman. Desde entonces ha beneficiado a más de 48.000 estudiantes y 380 profesores, pertenecientes a 37 escuelas municipalizadas y subvencionadas de Chile.

Está estructurado en siete talleres relativos a diversas materias científicas. El desarrollo de cada taller contempla actividades semanales a lo largo de un año, que se realizan en laboratorios especialmente acondicionados. En cada sesión, los alumnos son enfrentados a problemas y desafíos normalmente asociados a actividades cotidianas, y ellos los solucionan en equipo, utilizando instrumentos científicos y juegos didácticos diseñados para el programa.

El valor educativo de Amigos de la Ciencia ha sido destacado en seminarios especializados en Chile y el extranjero. Incluso, en el comentario editorial de la revista Science del 13 de febrero de 2004, el Secretario General de las Naciones Unidas, Kofi Annan, lo señaló como ejemplo de las iniciativas que es necesario desarrollar a nivel mundial para que los diversos países mejoren su capacidad científica y tecnológica.

En la actualidad el programa está focalizado en escuelas de Renca y Puchuncavi vecinas a las instalaciones eléctricas de AES Gener.



## Amigos de la Naturaleza

Programa de educación ambiental y de fomento al trabajo en equipo, desarrollado anualmente desde 1996. Específicamente, busca motivar a los alumnos de séptimo básico de diversas comunas de Chile en las cuales se insertan las empresas AES Gener a trabajar en equipo y a esforzarse por el logro de una meta común, y los invita a conocer, valorar y cuidar el medio ambiente natural.

El programa tiene formato de concurso. Los alumnos participan por equipos presentando investigaciones sobre temas medio ambientales. Los autores de los mejores trabajos son premiados con una invitación a participar en una Aventura en la Montaña, un programa formativo y recreativo de tres días de duración, que se desarrolla en el centro Los Maitenes, en la zona del Cajón del Maipo. Mediante estas actividades en la montaña, y en interacción con destacados montañistas, se estimula en los jóvenes un mayor acercamiento con la naturaleza, el trabajo en equipo, la capacidad de plantearse metas y superar obstáculos, el compromiso con el medio ambiente y el fortalecimiento de valores como la amistad, el compañerismo y el sentido de responsabilidad. Cuando los alumnos provienen de fuera de Santiago, se agrega un día de recorrido por la capital.

Este programa es desarrollado mediante la Fundación Maitenes, creada por la empresa.

Desde 1996, han sido ya premiados 3.786 jóvenes de Tocopilla, Huasco, Puchuncaví, Laguna Verde, Renca, San José de Maipo, San Francisco de Mostazal, Nacimiento, Cabrero, Yumbel, Constitución y Loja.

## Educación Dual en Ventanas

Programa educativo desarrollado en conjunto, desde 1999, por AES Gener y el Complejo Educacional Sargento Aldea de Las Ventanas, que permite formar a alumnos de tercero y cuarto medio como técnicos electricistas y técnicos administrativos de nivel medio.

El programa combina la formación teórico-práctica, en el colegio, con formación práctica y experiencia como aprendices, en la central termoeléctrica Ventanas. Los beneficiarios son 12 alumnos por año.

A lo largo de dos años, los jóvenes dedican dos jornadas completas a la semana a su actividad como alumnos aprendices en la central, rotando por diversas secciones. Cuentan permanentemente con la guía y el apoyo de un maestro coordinador y de maestros guías, que son trabajadores de la empresa, y de profesores tutores, que son docentes del colegio.

Los alumnos aprendices se aproximan así al mundo del trabajo y adquieren experiencias, habilidades y conocimientos que complementan su formación escolar y facilitan su posterior inserción laboral. Al mismo tiempo, el programa posibilita a la empresa contratar técnicos de la zona en caso de necesidades de personal para la central Ventanas y contribuye a desarrollar lazos personales de colaboración entre trabajadores de la empresa e integrantes de la comunidad.

## Premios a la excelencia docente

Premios instituidos y otorgados en conjunto por la Pontificia Universidad Católica de Chile y AES Gener, como estímulo a la calidad de la docencia escolar en Física [Premio Michael Faraday, desde 1994], Biología (Premio Abate Molina, desde 1999), Matemáticas [Premio Euclides, desde 2002] y Química (Premio Ignacio Domeyko, desde 2003).

De manera alternada y mediante un concurso, se entregan dos de estos cuatro premios al año. En 2004 se otorgó el Premio Abate Molina a la profesora Mirtha Andour, del Liceo N° 2 de Niñas "Matilde Brandou de Ross" de Valparaíso, y el Premio Euclides al Sr. Danny José Perich, del Colegio Alemán de Punta Arenas.

Los profesores premiados y las instituciones a las que pertenecen reciben un premio en efectivo y recursos multimedia para uso docente.

## Sitio educativo Amigos de la Energía

Sitio web educativo desarrollado por AES Gener y sus empresas filiales, mediante el cual se desafía a niños y jóvenes a aproximarse y comprender los fundamentos científicos y los principales procesos que hacen factible la generación de electricidad.

En el sitio se presentan breves textos, experimentos, juegos, videos e ilustraciones que estimulan la observación, la reflexión y la obtención de conclusiones por parte de los estudiantes. Todos estos materiales fueron elaborados buscando la mayor simplicidad y el menor tamaño posible de los distintos archivos, para que no sea una limitante el modelo de computador que se tenga, y para que los experimentos puedan ser reproducidos fácilmente y a muy bajo costo.

Amigos de la Energía aprovecha parte de la valiosa experiencia educativa acumulada por el programa Amigos de la Ciencia, y forma parte tanto del sitio web de AES Gener ([www.aesgener.cl](http://www.aesgener.cl)) como del portal educativo desarrollado en conjunto por el Ministerio de Educación y la Fundación Chile ([www.educarchile.cl](http://www.educarchile.cl)). Adicionalmente, el material es distribuido en CD por el Ministerio de Educación a las escuelas rurales que son beneficiarias del programa Enlaces Rural.

## Investigación y desarrollo

Como una forma de colaborar en el análisis de temas de alto interés para el sector, durante el año 2004 AES Gener realizó una activa campaña de investigación, realizando publicaciones junto a destacados investigadores del sector, participando en seminarios y conferencias y desarrollando al mismo tiempo un programa de apoyo a estudiantes memoristas.

Los estudios públicos realizados durante el año fueron los siguientes:

1. "Gas y Electricidad: ¿Qué hacer ahora?"  
Autores: Alexander Goletovic Pötsch, Juan Ricardo Inostroza López\* y Cristián Muñoz Montecinos\*.  
Publicación Estudios Públicos N° 96 del Centro de Estudios Públicos.
2. "Modelo para manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de la operación del SIC"  
Autor: Eugenio Palacios Galindo, memorista de AES Gener  
Profesores Guía: Rodrigo Palma Behnke, Alejandro Jofré Cáceres y Cristián Muñoz Montecinos\*.  
Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile.
3. "Tarificación y expansión del sistema de transmisión bajo la Ley 19.940"  
Autores: Oscar Marcelo Álamos Guzmán, Pablo Aliro Rámila García y Cristián Muñoz Montecinos\*.  
Documento de trabajo del curso Mercados Eléctricos dictado por la Escuela de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile.
4. "Ampliación de la capacidad de transmisión de la zona norte del Sistema Interconectado Central"  
Autores: José Luis Alonso Morales, Joaquín Meléndez Cabañas\* y Eduardo Potenzani Chirino.  
XI seminario del Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE.

\* Profesionales de AES Gener.

## Seguros

Tanto la empresa como los trabajadores de AES Gener están protegidos por seguros que los cubren frente a los riesgos más importantes.

Los bienes físicos de la compañía están protegidos por pólizas de todo riesgo, incluyendo potenciales perjuicios financieros derivados de una paralización de actividades, la que se contempla con una póliza de avería de maquinaria. Los bienes que deben ser transportados, particularmente el carbón, están asegurados mediante una póliza de transporte marítimo, terrestre y aéreo. Para cubrir los proyectos en desarrollo existen pólizas de todo riesgo de construcción y montaje. Asimismo, los vehículos motorizados de la empresa están debidamente asegurados.

Todos los trabajadores de AES Gener están cubiertos por seguros de vida, a lo que se suma una póliza flotante que asegura a quienes deben realizar viajes. Adicionalmente, la eventual responsabilidad civil de AES Gener, sus directores y ejecutivos, está cubierta por una póliza de responsabilidad civil general de empresa.

## Proveedores

AES Gener mantiene contratos de suministro de carbón para el corto y mediano plazo con proveedores canadienses, estadounidenses, indonesios, australianos, colombianos y neozelandeses. Estos contratos permiten cubrir las necesidades de carbón tanto de las centrales de AES Gener como de sus clientes industriales y térmicos, suavizando la volatilidad de precio de los mercados internacionales.

En cuanto a las necesidades de gas natural, todas las centrales del grupo AES Gener que utilizan este combustible mantienen contratos de suministro con productores argentinos, y contratos de transporte con empresas chilenas y argentinas. Estos contratos son de largo plazo y cubren el 100 % de los requerimientos de consumo.

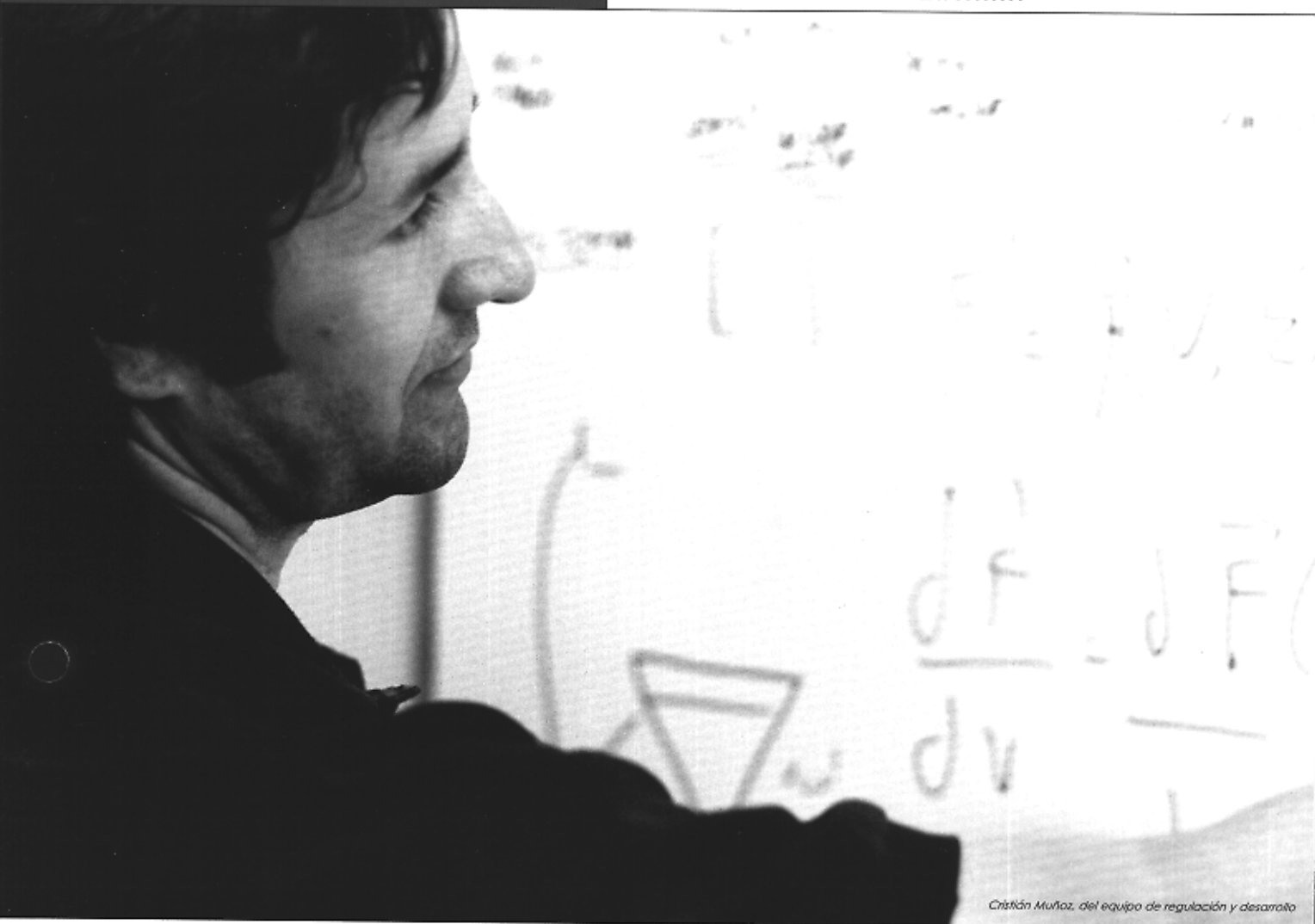
Finalmente, respecto de las necesidades de petróleo diesel, dado el normalmente bajo nivel de despacho de las plantas que utilizan este tipo de combustible, AES Gener mantiene stocks mínimos en sus instalaciones y tiene planes de contingencia que permiten un rápido abastecimiento en caso de solicitud de despacho. Cabe señalar que, en respuesta a las restricciones de gas argentino, la compañía ha implementado un plan de contingencia en conjunto con proveedores locales para asegurar el abastecimiento de petróleo diesel a la central de ciclo combinado Nueva Renca en caso de necesidad, y a las turbinas de Laguna Verde y San Francisco de Mostoal en caso de ser requeridas.

## Marcas

La compañía cuenta con registros vigentes de todas sus marcas y de las de sus filiales en los registros correspondientes. Se incluyen dentro de estos registros todas las razones sociales y frases de propagandas.







*Cristián Muñoz, del equipo de regulación y desarrollo*

## Hechos relevantes comunicados a la S.V.S. en 2004

30 de enero

Se informó a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) que, en sesión extraordinaria de Directorio N° 84, se acordó convocar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 19 de febrero de 2004, a fin que se pronuncie sobre las siguientes materias:

- 1) Aprobación de los Estados Financieros y de la Memoria Anual por el ejercicio que finalizó el 31 de diciembre de 2003, incluido el informe de los auditores externos;
- 2) Distribución de utilidades y reparto de dividendos;
- 3) Determinación de la remuneración de los miembros del Comité de Directores, aprobación del presupuesto del comité para el año 2004 e información de los gastos y las actividades desarrolladas por dicho comité;
- 4) Designación de auditores externos para el ejercicio 2004;
- 5) Política de dividendos;
- 6) Información sobre las operaciones referidas en el artículo 44 de la Ley sobre Sociedades Anónimas; y
- 7) Demás materias propias de este tipo de juntas.

20 de febrero

Se informó a la SVS que la Junta Ordinaria de Accionistas acordó distribuir un dividendo definitivo de \$ 10.0 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2003 y a las utilidades acumuladas, a ser pagado a partir del 27 de febrero de 2004.



#### 23 de febrero

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, sobre las modificaciones al plan original del refinanciamiento de los pasivos de la compañía y los detalles de ciertas operaciones consideradas en dicho proceso:

- 1) Anuncio de Inversiones Cachagua Limitada que el día 27 de febrero de 2004 pagará a la compañía el saldo total adeudado en virtud de la cuenta corriente mercantil;
- 2) Citación a junta general extraordinaria de accionistas para pronunciarse, entre otras materias, respecto a lo siguiente:
  - que se deje sin efecto el aumento de capital por US\$ 80.000.000 aprobado por junta extraordinaria de accionistas del 21 de noviembre del año 2003, y acordar un aumento de capital por el equivalente en pesos de hasta US\$ 125.000.000, y
  - modificar los estatutos sociales en diversas materias;
- 3) Emisión de bonos por aproximadamente US\$ 300.000.000 en los mercados internacionales a través de la Regla 144-A / Regulación S, durante el mes de marzo de 2004;
- 4) Contratación de un crédito bancario sindicado por aproximadamente US\$ 75.000.000, cuyos fondos estarían disponibles durante el mes de marzo de 2004;
- 5) Destinación de los fondos obtenidos de las operaciones antes descritas al pago anticipado de los bonos que vencen el 2005 y 2006, de conformidad a las ofertas de rescate voluntario efectuadas en Chile y Estados Unidos;
- 6) Información de Inversiones Cachagua Limitada que ésta depositará los fondos que obtenga con cargo a los dividendos pagados por la compañía en garantía, a fin de emplearlos, de ser ello necesario, para financiar parte del pago de las ofertas voluntarias de rescate de los bonos convertibles de la compañía;
- 7) Proceso de negociación que se está llevando a cabo con los tenedores de bonos de las filiales Argentinas TermoAndes e InterAndes;
- 8) Modificación de las ofertas de rescate voluntario de los bonos convertibles pagaderos en pesos, de los pagaderos en dólares y de bonos yankees con vencimiento el 2006;
- 9) Intención de Inversiones Cachagua Limitada de suscribir las acciones de pago emanadas del aumento de capital que efectúe la compañía, manteniendo su decisión de enajenar una parte minoritaria de su participación en ésta, a través de una oferta secundaria en el mercado local y extranjero.

Se informó además a la SVS que, en sesión extraordinaria de Directorio N° 85, se acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 10 de marzo de 2004, a fin que se pronuncie sobre las siguientes materias:

- 1) Dejar sin efecto el aumento de capital social acordado en Junta General Extraordinaria de Accionistas del 21 de noviembre de 2003 y acordar un nuevo aumento de hasta el equivalente en pesos a US\$ 125.000.000 o la suma que la junta determine, mediante la emisión de las acciones de pago necesarias a ser suscritas sólo por los accionistas;
- 2) Modificación de los estatutos sociales en los siguientes aspectos:
  - Incrementar los quórum requeridos por la Junta de Accionistas para aprobar determinadas materias, tales como transacciones con partes relacionadas en aquellos casos que deban ser aprobadas por la Junta de Accionistas, la aprobación de aportes y estimación de bienes no consistentes en dinero y otras que pudieran ser necesarias para incentivar el ingreso de inversionistas u otros objetivos trazados conforme al plan de reestructuración de la compañía;
  - Incrementar los quórum requeridos por la Junta de Accionistas para la modificación de (i) las normas que se incluyan en los estatutos conforme al párrafo precedente, (ii) las facultades reservadas a la Junta de Accionistas o de las limitaciones a las atribuciones del Directorio; y (iii) número de miembros del Directorio, ya sea por aumento o disminución del mismo; y modificar o incorporar otros quórum o normas que determine la junta para incentivar el ingreso de inversionistas, incluyendo las demás materias señaladas en el artículo 67 de la Ley de Sociedades Anónimas, u otros objetivos trazados conforme al plan de reestructuración de la compañía;
  - Incrementar el quórum requerido por el Directorio para aprobar acuerdos respecto de las operaciones (i) referidas en el artículo 44 de la Ley de Sociedades Anónimas y (ii) que la sociedad celebre con personas relacionadas; y modificar o incorporar otros quórum o normas que determine la junta para incentivar el ingreso de inversionistas u otros objetivos trazados conforme al plan de reestructuración de la compañía, y
  - Regular la distribución de dividendos por sobre el mínimo legal.
- 3) Información sobre las operaciones a que se refiere el artículo 44 de la Ley de Sociedades Anónimas.
- 4) Adopción de todas las demás resoluciones necesarias para materializar los acuerdos que adopte la Junta General Extraordinaria de Accionistas que se convoca.

#### 24 de febrero

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, la celebración y los términos de una transacción judicial entre AES Gener, la filial Norgener y su cliente Minera Escondido Limitada, mediante la cual se puso término al proceso arbitral iniciado por esta última en el mes de diciembre de 2002.



Recubrimiento de álabes de turbina de Ailafal con carburo de tungsteno, para aumentar su vida útil

#### 27 de febrero

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, que Inversiones Cachagua Limitada procedió a pagar íntegramente las sumas adeudadas a la compañía en virtud del contrato de cuenta corriente mercantil, ascendentes a US\$ 297.951.861,24. Asimismo, se comunicó que el Directorio acordó poner término al referido contrato y alzar la prenda, las prohibiciones y las restricciones constituidas sobre las acciones de AES Gener de propiedad de Inversiones Cachagua, para garantizar las obligaciones de pago emanadas de la cuenta corriente.

En cumplimiento del Oficio Circular N° 223, se informó a la SVS sobre las medidas de resguardo, control y fidelidad del registro de accionistas.

#### 1 de marzo

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, el resultado de la oferta de rescate de los bonos yankee con vencimiento el año 2006 y el acuerdo alcanzado por la compañía con un sindicato de bancos liderados por Deutsche Bank A.G., sucursal Nueva York, para el otorgamiento de un crédito cuyos fondos se destinarán a la recompra de los bonos emitidos por las filiales TermoAndes e InterAndes, con vencimiento el año 2010.

#### 2 de marzo

Se respondió el Oficio Ordinario N° 08.531 de la SVS, mediante el cual se requería información con relación a la oferta de rescate de los bonos convertibles colocados en Estados Unidos con vencimiento el año 2005.

#### 3 de marzo

Complementando la comunicación del hecho esencial del 23 de febrero, se informó a la SVS sobre los nuevos términos y las condiciones de la oferta de rescate voluntario de los bonos convertibles series L y M, con vencimiento el año 2005, los que fueron puestos en conocimiento del público mediante sendos comunicados de prensa y publicaciones en los medios nacionales e internacionales.



12 de marzo

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, que, para efectos de la próxima emisión de bonos en los mercados internacionales, la compañía celebró en el mes de diciembre de 2003 con Deutsche Bank A.G. contratos de cobertura riesgo de tasas de interés con respecto a la tasa de interés de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (treasury lock agreements), por un monto de US\$ 400.000.000. Estos contratos no fueron incluidos en las notas de los estados financieros individuales y consolidados al 31 de diciembre de 2003. Se precisó que esta omisión no altera los resultados registrados por la compañía durante dicho período y que la misma sería subsanada a la brevedad.

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, que la compañía y Deutsche Bank Securities, en su carácter de agente colocador, procedieron a determinar el monto, plazo y tasa de interés de la colocación de los bonos a ser emitidos en los mercados internacionales por parte de la compañía como parte del plan de refinanciamiento de la misma.

17 de marzo

Se comunicó a la SVS que, en sesión extraordinaria de Directorio N° 87 del 15 de marzo de 2004, se acordó convocar a Junta General Extraordinaria de Accionistas para el día 6 de abril de 2004, a fin que se pronuncie sobre las siguientes materias:

- 1) Aprobación de los Estados Financieros reemitidos al 31 de diciembre de 2003 y de la Memoria Anual por dicho ejercicio, incluido el informe de los auditores externos;
- 2) Ratificación del acuerdo adoptado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrado el 19 de febrero de 2004 en la referente a distribución de utilidades y reparto de dividendos; e
- 3) Información sobre las operaciones referidas en el artículo 44 de la Ley de Sociedades Anónimas.

19 de marzo

Se informó a la SVS, en calidad de hecho esencial, las modificaciones experimentadas por el plan de refinanciamiento de la compañía, las que consistieron en el aumento del monto total de la emisión a US\$ 400.000.000 y, por ende, la decisión de no contratar el crédito bancario sindicado inicialmente previsto.

22 de marzo

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, que AES Gener colocó con esa misma fecha en los mercados internacionales bonos por un monto total de US\$ 400.000.000, al amparo de la Regla 144-A / Regulación S de la Ley de Valores (Securities Act) de 1933 de los Estados Unidos de América.

24 de marzo

Se comunicó a la SVS el resultado del proceso de rescate voluntario de bonos convertibles colocado en Chile Serie L, que significó la recompra por US\$ 156,83 millones, equivalente al 38,9 % del total de los bonos de la referida serie.

5 de abril

Se informó a la SVS los resultados de la oferta voluntaria de rescate de los bonos convertibles serie M colocados en los Estados Unidos, la que fue aceptada por tenedores que representan el 75,35 % del monto vigente de dicha emisión.

15 de abril

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, que en sesión ordinaria de Directorio del 14 de abril, se acordó aceptar la renuncia presentada por el señor Eric Luckau al cargo de Director Titular de la compañía, asumiendo en su reemplazo el suplente, señor Pablo Santamarina. En vista de lo anterior, se designó como Director Suplente del señor Santamarina al señor Eduardo Bernini.

19 de abril

Se informó a la SVS sobre el cierre exitoso del proceso de reestructuración financiera de las filiales argentinas TermoAndes e InterAndes, de conformidad a los términos ya informados a esa entidad.

23 de abril

Se informó a la SVS los montos de los pagos efectuados por la compañía por el rescate voluntario de los bonos convertibles (series L y M) y de los bonos yankee.

**6 de mayo**

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, y en respuesta al Oficio N° 112, que en sesión extraordinaria del día 30 de abril de 2004, el Directorio de AES Gener tomó conocimiento sobre la intención de Inversiones Cachagua Limitada de efectuar eventualmente una oferta secundaria en los mercados internacionales de un porcentaje de las acciones de la compañía de su propiedad, acordándose que la Compañía preste la cooperación necesaria en la ejecución de dicha oferta, la que no acarreará costos para esta última.

**2 de junio**

Se informó a la SVS sobre el resultado del rescate de los bonos convertibles series L y M.

**11 de junio**

Se informó a la SVS la renuncia presentada por la Fiscal de la compañía, abogada doña Francisca Cea Echenique, y la designación en dicho cargo del abogado Nicolás Cubillos Sigall.

**23 de julio**

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, el inicio de un procedimiento arbitral por parte de AES Gener y su filial Eléctrica Santiago en contra de los productores de gas argentinos miembros del denominado Consorcio Sierra Chata, las empresas Petrolera Santa Fe S.A., Mobil Exploration & Development Argentina Inc., Atalaya Energy S.R.L., Canadian Hunter Argentina S.R.L. y Total Austral S.A. Dicha demanda fue presentada ante la Cámara Internacional de Comercio, Tribunal arbitral designado al efecto por las partes en el Contrato de Compraventa de Gas Natural.

**26 de julio**

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, la renuncia al cargo de Director Titular presentada por don Pablo Santamarina, pasando a adquirirla calidad de Director Titular don Eduardo Bernini, quien se desempeñaba como Director Suplente. Asimismo, el Directorio de la compañía acordó designar al señor Santamarina como Director Suplente del señor Bernini.

**11 de agosto**

Se informó a la SVS que el Directorio de AES Gener, en vista de las facultades delegadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de febrero de 2004, acordó por unanimidad, en sesión ordinaria de fecha 11 de mayo, designar como auditores externos para el ejercicio 2004 a la firma Deloitte & Touche Sociedad de Auditores y Consultores Limitada.

**24 de agosto**

Se informó a la SVS que, en sesión ordinaria N° 484, el Directorio de AES Gener acordó distribuir, con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, un monto total equivalente en pesos a US\$ 19.500.000, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$ 0,0035 por acción, en su equivalente en pesos.

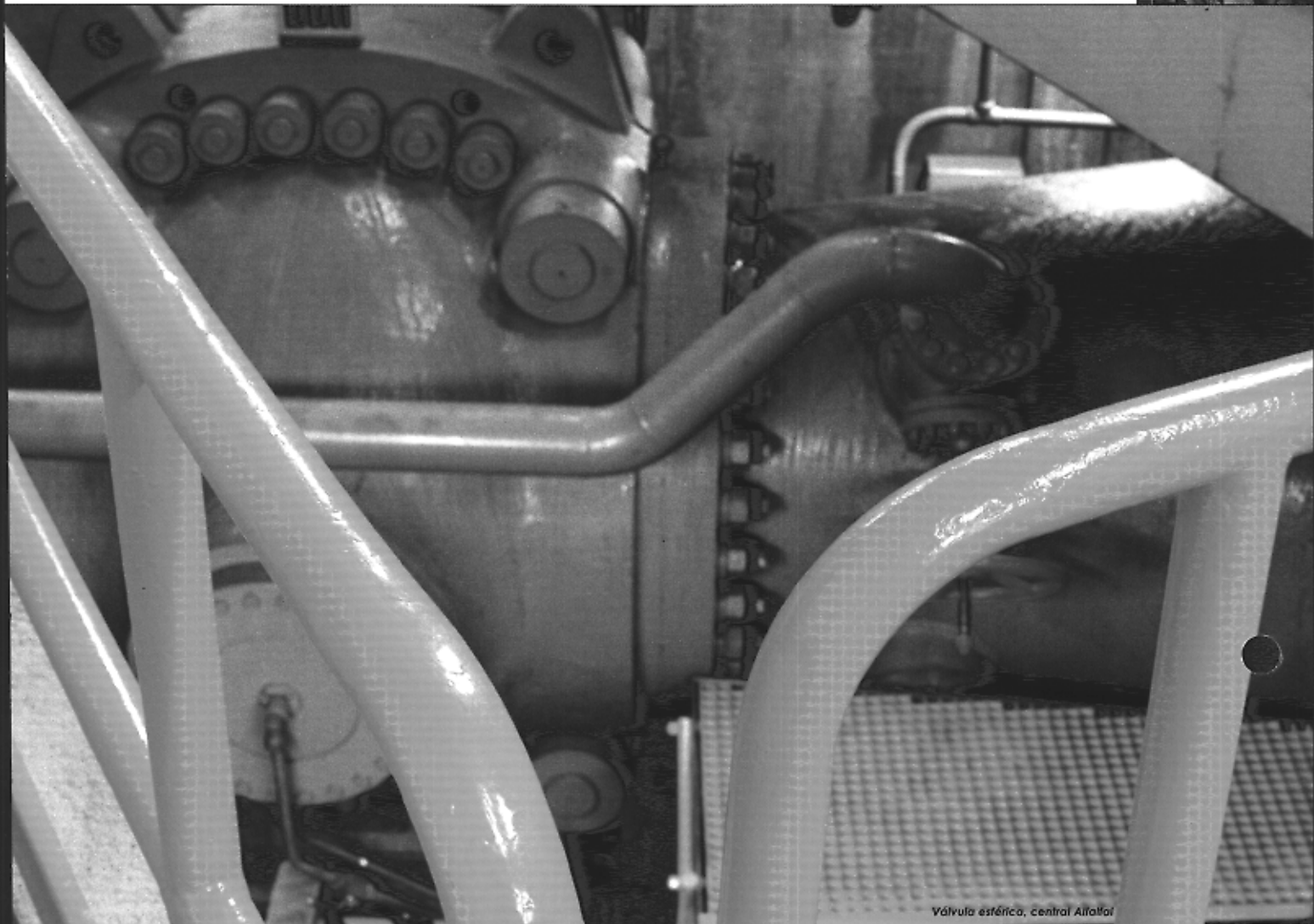
**3 de septiembre**

Se rectificó la información enviada con relación al monto del dividendo provisorio, precisando que asciende a US\$ 0,00305 por acción, tal como se indicó en el formulario N° 1, y no a US\$ 0,0035 por acción, como aparece erróneamente en la carta.

**22 de septiembre**

Se comunicó a la SVS que, en sesión extraordinaria de Directorio N° 91, se acordó convocar a Junta General Extraordinaria de Accionistas para el día 8 de octubre de 2004, a fin de pronunciarse sobre las siguientes materias:

- 1) Ratificación de la designación de auditores externos para el ejercicio 2004;
- 2) Información sobre las operaciones a que se refiere el artículo 44 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas; y
- 3) Adopción de todos los acuerdos necesarios para materializar las decisiones de la Junta Extraordinaria de Accionistas.



Válvula esférica, central Aifalal

#### 30 de septiembre

Se informó a la SVS que el Directorio tomó conocimiento y acordó aceptar las renunciaciones presentadas por el señor Andrés Gluski Weilerl, al cargo de Director Titular, y el señor Carlos Alvarez, quien se desempeñaba como Director Suplente del señor Gluski. Producida la vacancia del referido director, el Directorio acordó nombrar en su reemplazo al señor John Ruggirello como Director Titular y como su suplente al señor Carlos Alvarez.

#### 23 de noviembre

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, el registro de los bonos emitidos al amparo de la Regla 144-A y la Regulación S ante la Securities and Exchange Commission mediante la aprobación del documento denominado Form F-4/A, lo que permitirá ofrecer el canje o "exchange" de los bonos originalmente emitidos por aquellos registrados, cuyos términos y condiciones son idénticos, con la salvedad que no tienen restricciones para su transferencia. El plazo de esta oferta de canje vence el 7 de enero de 2005.

#### 2 de diciembre

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, que con fecha 30 de noviembre de 2004, la filial colombiana Chivor concluyó el proceso de refinanciamiento de sus deudas por US\$ 260 millones. Asimismo, se informó que la compañía, en su calidad de controladora indirecta del 99,98 % de Chivor, otorgó una carta de crédito stand-by por un monto de hasta US\$ 9.668.750, por un plazo de 180 días, renovable hasta el 31 de diciembre de 2005, destinado a garantizar la cuenta de reserva de intereses de los bonos emitidos por esa filial.

#### 7 de diciembre

Se informó a la SVS que, en sesión ordinaria de Directorio N° 488, celebrada el 6 de diciembre, se acordó distribuir la cantidad de US\$ 35.127.603,61 con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$ 0,00550 por acción, en su equivalente en pesos, a partir del día 28 de diciembre de 2004.





## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Memoria Anual AES Gener S.A. 2004

### AES GENER S.A. Y FILIALES

#### Contenido

Balance General Consolidado  
Estado de Resultados Consolidado  
Estado de Flujo de Efectivo Consolidado  
Notas Simplificadas a los Estados Financieros Consolidados  
Dictamen de los Auditores Independientes

M\$ : Miles de pesos chilenos  
UF : Unidades de fomento  
MUS\$ : Miles de dólares estadounidenses  
Col\$ : Pesos colombianos  
Arg\$ : Pesos argentinos

#### Sociedades Filiales

Los Estados Financieros de las Sociedades Filiales se presentan resumidos. Estos Estados podrán consultarse en detalle en la Superintendencia de Valores y Seguros, y durante los quince días anteriores a la fecha de la Junta de Accionistas, en las oficinas de AES GENER S.A.

Con excepción de los Estados Financieros y sus correspondientes notas, la demás información contenida en la presente memoria no ha sido auditada.

	2004 M\$	2003 M\$
<b>ACTIVOS</b>		
<b>ACTIVO CIRCULANTE</b>		
Disponibles	4.749.223	3.498.746
Depósitos a plazo	25.996.519	10.384.545
Valores negociables (neto)	3.341.314	4.909.587
Deudores por venta (neto)	28.984.250	30.101.310
Documentos por cobrar (neto)	60	265.159
Deudores varios (neto)	2.818.685	2.468.311
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	4.444.478	182.163.909
Existencias (neto)	18.486.960	11.736.177
Impuestos por recuperar	1.017.085	795.408
Gastos pagados por anticipado	1.657.554	2.433.074
Impuestos diferidos	1.186.511	1.248.901
Otros activos circulantes	48.846.810	48.695.652
<b>Total activo circulante</b>	<b>141.529.449</b>	<b>298.700.779</b>
<b>ACTIVO FIJO</b>		
Terrenos	8.135.418	8.218.796
Construcciones y obras de infraestructura	715.138.929	753.976.458
Maquinarias y equipos	925.932.503	983.746.715
Otros activos fijos	8.303.319	8.319.327
Mayor valor retasación técnica activo fijo	38.224.038	43.268.966
Depreciación (menos)	(569.816.518)	(583.668.063)
<b>Total activo fijo neto</b>	<b>1.125.917.689</b>	<b>1.213.862.199</b>
<b>OTROS ACTIVOS</b>		
Inversiones en empresas relacionadas	101.190.753	120.270.358
Inversión en otras sociedades	17.198.872	-
Menor valor de inversiones	4.932.859	8.514.929
Mayor valor de inversiones (menos)	-	-
Deudores a largo plazo	4.558.963	7.648.676
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	2.399.634	3.106.277
Impuestos diferidos a largo plazo	-	-
Intangibles	6.055.065	6.084.226
Amortización (menos)	(4.631.800)	(4.431.800)
Otros	49.663.322	44.721.004
<b>Total otros activos</b>	<b>181.367.668</b>	<b>185.913.670</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.448.814.806</b>	<b>1.698.476.648</b>

Las notas adjuntas 1 al 23 forman parte integral de los estados financieros consolidados.

PASIVOS	2004 M\$	2003 M\$
<b>PASIVO CIRCULANTE</b>		
Obligs.con bancos e instituciones financieras - corto plazo	9.981.918	4.322.880
Obligs.con bancos e instituciones financieras - largo plazo - porción corto plazo	12.758.735	12.934.943
Obligs.con el público (pagarés)	-	-
Obligs.con el público (bonos)	13.366.342	32.590.044
Obligs.largo plazo con vencimiento un año	346.925	3.952.872
Dividendos por pagar	127.670	116.557
Cuentas por pagar	26.968.538	39.068.539
Documentos por pagar	-	-
Acreedores varios	78.961	-
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	1.464.288	1.237.925
Provisiones	6.749.850	6.981.060
Retenciones	2.169.832	656.397
Impuesto a la renta	5.272.852	2.900.650
Ingresos percibidos por adelantado	288.596	41.149
Impuestos diferidos	-	-
Otros pasivos circulantes	1.728.086	-
<b>Total pasivos circulantes</b>	<b>81.302.593</b>	<b>104.803.016</b>
<b>PASIVO LARGO PLAZO</b>		
Obligs. con bancos e instituciones financieras	96.102.912	173.829.000
Obligs.con el público - largo plazo (bonos)	392.682.924	536.149.444
Documentos por pagar largo plazo	415.004	632.959
Acreedores varios largo plazo	-	-
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas largo plazo	-	-
Provisiones a largo plazo	9.699.673	22.287.460
Impuestos diferidos a largo plazo	23.209.810	-
Otros pasivos a largo plazo	14.943.050	19.888.080
<b>Total pasivo a largo plazo</b>	<b>537.053.373</b>	<b>757.596.385</b>
<b>Interés minoritario</b>	<b>8.665.138</b>	<b>7.258.264</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Capital pagado	740.768.344	677.130.746
Sobreprecio venta acciones propias	30.273.735	30.273.735
Otras reservas	35.646.691	54.847.023
Reservas futuros dividendos	5.424.319	5.424.319
Utilidad acumulada	2.713.806	6.122.735
Utilidades (pérdida) del ejercicio	39.454.037	55.020.425
Dividendos provisorios (menos)	(32.487.230)	-
Déficit acumul.per.desarrollo (menos)	-	-
<b>Total patrimonio</b>	<b>821.793.702</b>	<b>828.818.983</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.448.814.806</b>	<b>1.698.476.648</b>

Las notas adjuntas 1 al 23 forman parte integral de los estados financieros consolidados.

por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

	2004 M\$	2003 M\$
<b>RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN</b>		
Ingresos de explotación	390.812.508	371.390.188
Costos de explotación (menos)	(263.554.005)	(241.196.732)
<b>MARGEN DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>127.258.503</b>	<b>130.193.456</b>
Gastos de administración y ventas (menos)	(17.480.496)	(17.491.364)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>109.778.007</b>	<b>112.702.092</b>
<b>RESULTADO FUERA DE EXPLOTACIÓN</b>		
Ingresos financieros	5.717.496	23.363.359
Utilidad inversión empresas relacionadas	4.592.620	10.081.845
Otros ingresos fuera de la explotación	9.602.853	2.946.090
Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	[22.763]	[19.374]
Amortización menor valor de inversiones (menos)	(522.328)	(771.841)
Gastos financieros (menos)	(52.807.951)	(56.226.655)
Otros egresos fuera de la explotación (menos)	(18.501.914)	(16.168.986)
Corrección monetaria	(461.793)	[46.782]
Diferencias de cambio	2.705.624	(13.899.675)
<b>RESULTADO FUERA DE LA EXPLOTACIÓN</b>	<b>(49.698.156)</b>	<b>(50.742.019)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPTO. A LA RENTA E ITEMS EXTR.</b>	<b>60.079.851</b>	<b>61.960.073</b>
Impuesto a la renta (menos)	(18.495.051)	[4.867.097]
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) ANTES DE INTERÉS MINORITARIO</b>	<b>41.584.800</b>	<b>57.092.976</b>
Interés minoritario (menos)	(2.130.763)	(2.072.551)
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA</b>	<b>39.454.037</b>	<b>55.020.425</b>
Amortización mayor valor de inversiones	-	-
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO</b>	<b>39.454.037</b>	<b>55.020.425</b>

Las notas adjuntas 1 al 23 forman parte integral de los estados financieros consolidados.

**ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO**

por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

	2004 M\$	2003 M\$
Flujo originado por actividades de la operación		
Recaudación de deudores por ventas	447.117.256	382.034.732
Ingresos financieros percibidos	2.810.357	3.090.167
Dividendos y otros repartos percibidos	779.250	-
Otros ingresos percibidos	9.345.871	11.024.499
Pago a proveedores y personal	(259.297.146)	(187.136.514)
Intereses pagados	(66.050.760)	(48.167.732)
Impuesto a la renta pagado	(294.846)	(73.848)
Otros gastos pagados	(12.862.941)	(14.049.784)
I.V.A. y otros similares pagados	(21.897.110)	(24.049.241)
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>	<b>99.649.931</b>	<b>122.672.279</b>
Flujo originado por actividades de financiamiento		
Colocación de acciones de pago	63.637.599	-
Obtención de préstamos	139.229.982	-
Obligaciones con el público	348.718.920	-
Préstamos documentados de empresas relacionadas	-	-
Obtención de otros préstamos de empresas relacionadas	-	-
Otras fuentes de financiamiento	21	-
Pago de dividendos	(91.479.730)	(32.140.139)
Repartos de capital	-	-
Pago de préstamos	(190.759.171)	(66.827.444)
Pago de obligaciones con el público	(485.089.148)	(25.012.745)
Pago de préstamos documentados de empresas relacionadas	-	-
Pago de otros préstamos de empresas relacionadas	-	-
Pago de gastos por emisión y colocación de acciones	-	-
Pago de gastos por emisión y colocación de obligaciones con el público	(30.575.345)	(226.240)
Otros desembolsos por financiamiento	(1.734.039)	(1.642.026)
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>(248.050.911)</b>	<b>(125.848.594)</b>
Flujo originado por actividades de inversión		
Ventas de activo fijo	10.543.112	642.858
Ventas de inversiones permanentes	3.690.306	11.968
Ventas de otras inversiones	148.555	-
Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas	182.391.113	29.116.144
Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas	-	-
Otros ingresos de inversión	-	9.867.990
Incorporación de activos fijos	(27.884.445)	(2.676.641)
Pago de intereses capitalizados	(1.644)	(199.347)
Inversiones permanentes	(61.074)	(593.940)
Inversiones en instrumentos financieros	(4.289.474)	(5.554.032)
Préstamos documentados a empresas relacionadas	-	-
Otros préstamos a empresas relacionadas	-	-
Otros desembolsos de inversión	(2.885.207)	(1.600.940)
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>161.651.242</b>	<b>29.014.060</b>
<b>FLUJO NETO TOTAL DEL PERIODO</b>	<b>13.250.262</b>	<b>25.837.745</b>
<b>EFFECTO DE LA INFLACIÓN SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>(4.287.742)</b>	<b>(8.611.870)</b>
<b>VARIACION NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>8.962.520</b>	<b>17.225.875</b>
<b>SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>58.587.880</b>	<b>41.362.005</b>
<b>SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>67.550.400</b>	<b>58.587.880</b>

por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

CONCILIACIÓN ENTRE EL FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN Y EL RESULTADO DEL EJERCICIO	2004 M\$	2003 M\$
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>39.454.037</b>	<b>55.020.425</b>
<b>Resultado en venta de activos</b>	<b>(5.954.726)</b>	<b>(639.572)</b>
(Utilidad) pérdida en ventas de activos fijos	(4.655.499)	(639.572)
Utilidad en ventas de inversiones	(1.299.227)	-
Pérdida en ventas de inversiones	-	-
(Utilidad) pérdida en ventas de otros activos	-	-
<b>Cargos (abonos) a resultado que no representan flujo de efectivo</b>	<b>63.051.184</b>	<b>68.372.149</b>
Depreciación del ejercicio	44.679.343	47.130.105
Amortización de intangibles	229.057	204.762
Castigos y provisiones	3.634.708	9.456.312
Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas	(4.592.620)	(10.081.845)
Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	22.763	19.374
Amortización menor valor de Inversiones	522.328	771.841
Amortización mayor valor de Inversiones	-	-
Corrección monetaria neta	461.793	46.782
Diferencias de cambio neta	(2.705.624)	13.899.675
Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo	(910.485)	(348.824)
Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo	21.709.921	7.273.967
<b>Variación de activos que afectan al flujo de efectivo</b>	<b>2.421.203</b>	<b>(6.203.641)</b>
Deudores por ventas	7.400.162	(2.389.586)
Existencias	(7.115.953)	10.856.582
Otros activos	2.136.994	(14.670.637)
<b>Variación de pasivos que afectan el flujo de efectivo</b>	<b>(1.452.530)</b>	<b>4.050.367</b>
Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación	5.723.963	(2.970.743)
Intereses por pagar	(13.552.868)	5.775.760
Impuesto a la renta por pagar	6.167.879	726.515
Otras cuentas por pagar relacionadas con resultados fuera de la explotación	(40.081)	749.159
Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar	248.577	(230.324)
<b>Utilidad (pérdida) del Interés minoritario</b>	<b>2.130.763</b>	<b>2.072.551</b>
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>	<b>99.649.931</b>	<b>122.672.279</b>

Las notas adjuntas 1 al 23 forman parte integral de los estados financieros consolidados.

«Estas notas explicativas presentan a juicio de la administración, información suficiente, pero menos detallado que la información contenida en las notas explicativas que forman parte de los estados financieros que fueron remitidos a la Superintendencia de Valores y Seguros y a la Bolsa de Valores, donde se encuentran a disposición del público en general. Dichas antecedentes podrán también ser consultados en las oficinas de la Sociedad durante los 15 días anteriores a la Junta de Accionistas».

#### NOTA 1 - INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES

Sociedad	Inscripción Registro de Valores	Relación
AES Gener S.A.	176	Matriz
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	547	Filial

Estas sociedades se encuentran sujetas a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

#### NOTA 2 - CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

##### a) Bases de preparación y período contable

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile y en conformidad a normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, primando estas últimas en caso de existir discrepancias entre ambos.

Los presentes estados financieros cubren los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003.

##### b) Corrección monetaria

Los estados financieros son actualizados mediante la aplicación de las normas de corrección monetaria a objeto de reflejar el efecto de la variación en el poder adquisitivo de la moneda, ocurrida en los respectivos ejercicios. Se han efectuado algunas reclasificaciones menores para efectos de mejorar la comparación de ambos estados financieros.

Las actualizaciones han sido determinadas sobre la base de la variación de los índices de precios al consumidor publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas que dieron origen a una variación de 2,5% para el período comprendido entre el 30 de noviembre de 2003 y el 30 de noviembre de 2004 (1,0% para igual período del año anterior).

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2003 han sido ajustados extracontablemente en un 2,5% a fin de permitir la comparación con los estados financieros del presente ejercicio.

**c) Bases de conversión**

Los operaciones en moneda extranjera y en unidades de fomento son presentadas al tipo de cambio y equivalencias siguientes:

	2004 \$/Unidad	2003 \$/Unidad
Dólar observado (US\$)	557,40	593,80
Dólar tipo de cambio tributario aduanero	587,16	623,78
Pesos Argentinos (Arg\$)	187,65	202,32
Pesos Colombianos (Col\$)	0,24	0,21
Unidad de Fomento (UF)	17.317,05	16.920,00

**d) Sociedades incluidas en la consolidación**

En cuadro adjunto se detallan las empresas incluidas en la consolidación.

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2004 y 2003, incluyen los activos, pasivos, resultados y flujos de efectivo de la sociedad matriz y sus filiales; de esta forma, las transacciones y saldos entre empresas relacionadas han sido eliminados.

No se han incluido en la consolidación, las empresas Oilgener Inc. y Energen, por encontrarse en proceso de liquidación.

En la nota 5 y 7 se describen los principales movimientos de las inversiones.

RUT	Nombre Sociedad	Directo	Porcentaje de Participación		2003 Total
			Indirecto	2004 Total	
78.822.370-6	PACSA S.A.	97,90%	0,00%	97,90%	97,90%
96.673.040-4	ENERGIA VERDE S.A.	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%
96.678.770-8	NORGENER S.A.	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%
96.717.620-6	SOCIEDAD ELECTRICA SANTIAGO S.A.	90,00%	0,00%	90,00%	90,00%
Extranjera	NEW CARIBBEAN INVESTMENT S.A.	49,98%	0,03%	50,01%	50,01%
Extranjera	GENER COLOMBIA S.A.	94,26%	5,74%	100,00%	100,00%
96.814.370-0	GENER INTERNACIONAL S.A.	99,90%	0,10%	100,00%	100,00%
Extranjera	ENERGY TRADE AND FINANCE CORPORATION	99,99%	0,01%	100,00%	100,00%
Extranjera	CHIVOR S.A. E.S.P.	0,00%	99,98%	99,98%	99,98%
Extranjera	GENER BLUE WATER (ISLAS CAIMAN)	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%
78.759.060-8	INVERSIONES TERMOENERGIA DE CHILE LTDA.	0,00%	99,99%	99,99%	99,99%
Extranjera	GENER ARGENTINA S.A.	99,99%	0,01%	100,00%	100,00%
Extranjera	TERMOANDES S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Extranjera	INTERANDES S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%
96.872.170-4	SERVICIO DE ASISTENCIA TECNICA S.A.	99,90%	0,00%	99,90%	99,90%
96.761.150-6	GENERGIA S.A.	0,00%	99,99%	99,99%	99,99%
Extranjera	GENERGIA POWER LTD. (ISLAS CAYMAN)	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%



#### e) Depósitos a plazo

Los depósitos a plazo son presentados al valor de colocación más los reajustes e intereses devengados al cierre de cada ejercicio.

#### f) Existencias

Las existencias corresponden a materias primas y materiales, valorizadas a sus respectivos costos de reposición. Los valores así determinados no exceden sus valores netos de realización de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

Las provisiones de mermas se determinan en base a estudios técnicos y medio ambientales que puedan afectar los inventarios de carbón. La provisión de materiales y repuestos se determina en base a la rotación de los mismos.

#### g) Otros activos circulantes

En este rubro se incluye principalmente, derechos a cobrar por compromiso de venta, los que son presentados al valor de adquisición más los reajustes e intereses devengados al cierre de cada ejercicio.

#### h) Activo fijo

El activo fijo es presentado de acuerdo con el valor de los aportes o al costo, según corresponda, más corrección monetaria.

Con fecha 30 de junio de 1986 se procedió a ajustar los valores del activo fijo, según lo establecido en Circulares sobre Retasaciones Técnicas de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La depreciación es calculada linealmente sobre el valor actualizado de los bienes de acuerdo con los años de vida útil remanente. La depreciación del ejercicio se presenta incluida en el costo de la explotación e incluye la depreciación del mayor y menor valor por retasación técnico del activo.

En relación con instalaciones y otros bienes que se encuentran inactivos, se establece una provisión para ajustar el valor neto de libros de los mismos a su valor estimado de realización.

Los costos de financiamiento directos e indirectos asociados a las obras en ejecución, se activan en el valor de los bienes. Los costos de financiamiento indirectos se activan considerando una tasa promedio de costos de financiamiento real, por no existir un crédito directo asociados a los desembolsos relacionados con el activo fijo. Estos corresponden a intereses y otros costos afines, medidos en términos reales.

De acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados, al 31 de diciembre de 2004 la Sociedad y sus Filiales han evolucionado la recuperabilidad del valor de sus activos fijos de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 33 del Colegio de Contadores de Chile A.G.. Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores contables de estos activos.

#### i) Inversiones en empresas relacionadas

La Sociedad y sus Filiales valorizan sus inversiones en acciones de empresas relacionadas, filiales y coligadas, en las cuales se tiene influencia significativa, al valor patrimonial proporcional, de acuerdo a lo establecido en la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y a normas contables de aceptación general, incluyendo la aplicación del Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., en lo relativo a la valorización de las inversiones en empresas del exterior. Estas inversiones se controlan en pesos chilenos cuando sus actividades constituyen una extensión de las operaciones de la matriz y en dólares estadounidenses cuando sus actividades no constituyen una extensión de la matriz y dichas empresas operan en países no estables.

De acuerdo a lo establecido por la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y el Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., se presume influencia significativa, todas aquellas inversiones sobre las cuales se posee más de un 20% de participación, o bien, aquellas sobre las cuales es posible ejercer individualmente o a través del grupo empresarial, una influencia importante en las políticas de la emisora. En el ejercicio anterior, este porcentaje correspondía a un 10%. En virtud de lo anterior, todas aquellas inversiones que se encuentran entre un 10% y un 20% de participación, las cuales hasta el 31 de diciembre de 2003 se valorizaron al método de valor patrimonial proporcional, de acuerdo a lo señalado por el Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., fueron reclasificadas al rubro «Inversión en otras sociedades» a contar del 1 de enero de 2004.

Al 31 de diciembre de 2004, la Sociedad ha evaluado la recuperabilidad del valor de sus inversiones en el exterior, de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 33 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y Circular N° 150 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros. Como resultado de esta evaluación, no se han determinado ajustes que afecten los valores contables.

#### **j) Inversión en otras sociedades**

La Sociedad y sus filiales valorizan sus inversiones en otras sociedades a costo de adquisición corregido monetariamente, de acuerdo a lo establecido por la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G. Para fines de la aplicación de las normas indicadas en dicha circular, se ha considerado como costo de adquisición al 1 de enero de 2004, el correspondiente valor patrimonial proporcional registrado al 31 de diciembre de 2003, más el correspondiente saldo del menor valor existente a esa fecha.

Se incluyen en este rubro, todas aquellas inversiones permanentes en que la Sociedad posee menos del 20% de participación y en las cuales no se ejerce influencia significativa.

#### **k) Intangibles**

Corresponden a valores de activos que la Sociedad ha diferido de acuerdo a la naturaleza y/o características de los mismos. Dichos valores incluyen, principalmente valores apartados en la formación de la sociedad en el año 1981 por Chilectra S.A. Estos valores se amortizan en un plazo de 30 años a contar del 1 de enero de 1982.

#### **l) Impuestos a la renta e impuestos diferidos**

La Sociedad y sus Filiales contabilizan la provisión de impuesto a la renta de primera categoría sobre la base de la renta líquida imponible determinada según la legislación vigente.

La Sociedad y sus Filiales reconocen los activos y pasivos por impuestos diferidos por todas las diferencias temporarias, beneficios tributarios por pérdidas tributarias y otros eventos que crean diferencias entre las bases contable y tributaria de activos y pasivos, según lo establecen los Boletines Técnicos N° 60 y complementarios emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G., considerando la tasa de impuesto a la renta de primera categoría vigente a la fecha del reverso de la diferencia temporal.

La Sociedad posee como política el establecer una provisión de valuación de aquellos impuestos con una baja probabilidad de utilización.

#### **m) Obligaciones con el público**

Las obligaciones con el público (bonos) se presentan al cierre de cada ejercicio a su valor nominal más intereses y diferencias de cambios devengados.

El menor valor obtenido, los desembolsos financieros y otros gastos asociados directamente a la emisión de bonos al momento de su colocación, se presentan en el rubro Otros activos y se amortizan por el método de línea recta durante el periodo de vigencia de los instrumentos.

Las obligaciones con el público contraídas por la Sociedad han sido específicamente designadas y contabilizadas como instrumentos de cobertura de inversiones en el exterior.

#### **n) Indemnizaciones por años de servicios**

La obligación por indemnizaciones por años de servicio pactada con el personal en virtud de los convenios suscritos, es provisionada al valor actual de la obligación total sobre la base del método de costo proyectado del beneficio, considerando para estos efectos una tasa de descuento del 8% nominal anual y está limitado a 31 años de servicio.

#### **ñ) Plan de pensiones post-jubilatorios**

A partir del 1 de enero de 1999, la compañía ha reconocido el total de la obligación relacionado a los planes de pensión post-jubilatorias de los empleados jubilados y otros beneficios post-jubilatorios de acuerdo a lo estipulado en los contratos colectivos.

Los beneficios post-jubilatorios incluyen el pago de una pensión complementaria adicional a la que provee el sistema legal chileno de pensiones y jubilaciones, la cual es pagada en forma vitalicia. Adicionalmente, estos beneficios incluyen servicios complementarios de salud y subsidios de tarifa eléctrica. Estas obligaciones se contabilizan al valor actual de las obligaciones futuras utilizando una tasa de descuento de 8% nominal anual. También se considera dentro del cálculo, la expectativa de vida de los beneficiarios (en el caso de empleados retirados), así como también la rotación de personal. En el caso de los empleados activos, quienes tienen derecho sólo a los beneficios complementarios de salud y subsidios de tarifa eléctrica, estos beneficios se contabilizan considerando como estimación los gastos incurridos durante el ejercicio. Las obligaciones relacionadas a los servicios complementarios de salud han sido determinadas considerando la tendencia de los costos médicos futuros y los subsidios de tarifa eléctrica, de acuerdo al monto fijo pagado a empleados jubilados y a los empleados activos que tienen derecho al momento de jubilarse.

#### **o) Provisión vacaciones**

La Sociedad registra la provisión de vacaciones del personal sobre base devengada, según lo establece el Boletín Técnico N° 47 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

#### **p) Operaciones de derivados**

La Sociedad y sus Filiales mantienen contratos de cobertura de monedas y para riesgos por fluctuaciones de tasa de cambio, considerados como contratos de coberturas de transacciones esperadas.

Se registra en otros activos circulantes u otros pasivos circulantes según corresponda, los efectos netos de los derechos y las obligaciones que emanan de cada contrato según lo convenido, de acuerdo a lo establecido por el Boletín Técnico N° 57 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

#### **q) Estado de flujo de efectivo**

Este estado ha sido preparado de acuerdo a disposiciones de la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicando el método directo establecido en el Boletín Técnico N° 50 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

Los valores de efectivo y efectivo equivalente incluidos en dicho estado, representan disponibilidades de caja, depósitos a plazo y/o valores negociables, estos últimos susceptibles de convertirse en dinero en un plazo no superior a 90 días y sin riesgo de pérdida significativa de su valor. Para estos efectos, la Sociedad considera también como efectivo equivalente los saldos correspondientes a instrumentos comprados con compromiso de retroventa, menores o iguales a 90 días desde la fecha de su colocación.

Se incluye bajo el rubro "Flujo originado por actividades de la operación", aquellos flujos de efectivo relacionados con el giro de la Sociedad, intereses pagados, ingresos financieros percibidos y todas aquellas que no estén definidos como de inversión o financiamiento.

#### **r) Provisión de deudores incobrables**

La Sociedad y sus filiales determinan su estimación de deudores incobrables en base a un análisis individual de sus clientes y de la probabilidad de cobro de sus cuentas por cobrar.

#### **s) Ingresos de la explotación**

Los ingresos por ventas de energía y potencia se contabilizan de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico.

Los ingresos operacionales incluyen ingresos de energía y potencia suministrada y no facturada, valorados a los precios definidos en los contratos para cada ejercicio. Estos valores se contabilizan en el rubro deudores por ventas en el activo circulante. Los costos relacionados

a estos ingresos se contabilizan dentro de los costos operacionales. Adicionalmente, la compañía reconoce ingresos por ventas de existencias, tales como carbón y gas natural al momento de su entrega, así como también por servicios de ingeniería, asesorías y otros en la medida que se preste el servicio.

#### **t) Gastos diferidos**

La Sociedad y sus filiales difieren los gastos asociados a la colocación de títulos de deuda, amortizándolos en el plazo de vigencia de estos títulos.

#### **u) Gastos de investigación y desarrollo**

La Sociedad y sus filiales registran bajo este concepto los gastos asociados a estudios de nuevos proyectos de generación eléctrica y otros de investigación, los cuales se registran en resultado de cada ejercicio.

#### **v) Valores negociables**

Corresponde a cuotas de fondos mutuos, las que se encuentran valorizadas a valor de rescate a la fecha de cierre de cada ejercicio.

#### **w) Mayor y menor valor de inversión**

Este rubro incluye la diferencia entre el costo de adquisición y el Valor Patrimonial Proporcional originado por las inversiones en empresas relacionadas. La amortización de estos valores se reconoce en resultado en un plazo de 20 años.

Los saldos de los mayores y menores valores, así determinados, fueron generados con anterioridad a la entrada en vigencia de la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., los que actualmente disponen que su determinación será calculada en base a la diferencia entre el costo de adquisición y el correspondiente valor patrimonial determinado después de considerar el ajuste a valor justo de los activos y pasivos adquiridos.

La Sociedad ha evaluado la recuperabilidad de sus mayores y menores valores generados por las inversiones, para lo cual, bajo la jerarquía de la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 56 del Colegio de Contadores de Chile A.G. se ha recurrido a lo estipulado en la Norma Internacional de Contabilidad N° 36 (NIC) "Deterioro del valor de los activos". Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores de estas inversiones.

#### **x) Software computacional**

La Sociedad ha desarrollado internamente software computacionales y ha adquirido paquetes computacionales. Los costos incurridos en el desarrollo interno de los software están formando parte del resultado del ejercicio en el cual se desembolsaron. Los costos desembolsados en la adquisición de paquetes computacionales están activados en el rubro otros activos fijos y se deprecian en un plazo de 36 meses.

#### **y) Activos en leasing**

La Sociedad tiene formando parte del Activo Fijo bienes adquiridos vía leasing, los cuales no son jurídicamente de su propiedad, pero sobre los cuales existe una opción de compra. Estos activos son presentados en el rubro Otros Activos Fijos y han sido valorizados de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 22 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

#### **z) Ingresos percibidos por anticipado**

AES Gener S.A. y su filial Norgener S.A. tienen formando parte de su pasivo circulante y pasivo largo plazo, pagos por servicios cancelados en forma anticipada.

El efecto en resultado de estos pagos, será reconocido linealmente dentro de los ingresos de la explotación en el período de vigencia del contrato.

### NOTA 3 - CAMBIOS CONTABLES

La Sociedad y sus filiales a partir del 1 de enero de 2004, modificaron el tratamiento contable aplicado a aquellas inversiones que, a nivel consolidado eran superiores al 10% e inferiores al 20% de participación. Lo anterior, de acuerdo a lo establecido por la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., ambos con vigencia a partir del 01 de enero de 2004.

Aquellas empresas cuyo porcentaje de participación se encontraba entre un 10% y 20% y que dejaban de ser consideradas como inversiones en empresas relacionadas por no reunir las características necesarias para ejercer efectivamente influencia significativa, debieron pasar a controlarse al costo más variación de I.P.C. o variación de tipo de cambio. Se consideró como costo de la inversión el último VPP registrado al 31 de diciembre de 2003, más (menos) el eventual saldo por amortizar del correspondiente Menor valor de inversiones (mayor valor de inversiones).

Lo anteriormente expuesto, tuvo aplicación respecto de las inversiones en «Gasoducto GasAndes S.A. (Chile)», «Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)» y «CDEC SIC Ltda.».

### NOTA 4 - OTROS ACTIVOS CIRCULANTES

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2004 y 2003 es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
Derechos fiduciarios (1)	13.674.484	10.152.461
Depósitos por garantías y consignación	8.004	-
Derechos con pacto de retrocompra \$	18.572.105	9.490.109
Derechos con Pacto de retrocompra U.F. Y US\$	16.583.717	30.609.538
Derecho forward	43.559.870	6.081.089
Obligación forward	(48.149.837)	(6.204.388)
Resultado no realizado forward	4.589.967	13.971
Pérdida no realizada swap de tasa Bono AES Gener S.A. (2)	-	1.009.873
Obligación swap de tasa Bono AES Gener S.A. (2)	-	(1.009.873)
Swap TermoAndes e InterAndes	-	(1.463.586)
Otros activos circulantes	8.500	16.458
<b>Total otros activos circulantes</b>	<b>48.846.810</b>	<b>48.695.652</b>

(1) Chivor S.A. E.S.P. es una filial de Energy Trade & Finance Corp. (filial de AES Gener S.A.), localizada en Colombia. Chivor celebró un contrato de fiducia mercantil irrevocable de administración, garantía y fuente de pago con Cititrust Colombia S.A., como fiduciaria y como parte del refinanciamiento realizado en noviembre de 2004. La Compañía ha cedido al fideicomiso denominado Cititrust - Chivor la totalidad de sus ingresos derivados de las actividades de generación y comercialización de energía, entre otros.

En Colombia, los encargos fiduciarios son instrumentos de inversión asimilables a un fondo mutuo en Chile, a propósito que no tienen plazos de vencimientos y su rentabilidad varía diariamente. Este monto incluye al 31 de diciembre de 2004 y 2003, respectivamente, cuentas por cobrar con más de 90 días por un valor de M\$ 1.371.193 y M\$ 1.440.601.

De los ingresos al fideicomiso antes mencionado, se debe hacer cada mes una reserva destinado al pago de un crédito en pesos colombianos de la siguiente manera:

i) El primer y segundo mes de cada trimestre, el 20% del siguiente pago trimestral, y ii) el tercer mes, el monto restante. Los excedentes restantes son de libre disposición de Chivor S.A., sujetas a ciertos requisitos de sus documentos de endeudamiento.

(2) Con fecha 3 y 12 de diciembre de 2003, se firmaron contratos de cobertura de riesgo de tasas de interés con respecto a la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (Treasury Lock Agreements), por un monto acumulado de US\$ 200 millones, a una tasa de interés promedio de 4,37% a diez años plazo.

## NOTA 5 - INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS

El detalle de este rubro es el siguiente:

RUT	SOCIEDAD	PAÍS DE ORIGEN	MONEDA DE CONTROL DE LA INVERSIÓN	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN		PATRIMONIO SOCIEDADES	
					2004 %	2003 %	2004 M\$	2003 M\$
Extranjera	C.G.E Itabo S.A.	R. Dominicana	Dólares	14.091.707	25,01	25,01	201.697.242	212.003.063
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Pesos	64.779.500	50,00	50,00	104.521.429	100.644.309
Extranjera	Gasandes Argentina S.A.	Argentina	Dólares	10.850.710	13,00	13,00	-	82.630.863
Extranjera	Olgener Inc	U.S.A	Dólares	1.000	100,00	100,00	-	-
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	Chile	Pesos	22.464	13,00	13,00	-	32.645.262
Extranjera	Cia. Carbones del Cesar Ltda.	Colombia	Dólares	9.005.374	0,00	99,95	-	3.438.393
77.345.310-1	CDEC-SING Ltda.	Chile	Pesos	-	28,57	31,41	368.491	442.330
Extranjera	Inversión Energen S.A.	Argentina	Dólares	11.999	99,99	99,99	(5.198)	-
77.286.570-8	CDEC - SIC Ltda.	Chile	Pesos	-	16,67	15,38	-	366.721

**Totales**

RESULTADO DEL EJERCICIO		RESULTADO DEVENGADO		V.P.P.		RESULTADOS NO REALIZADOS		VALOR CONTABLE DE LA INVERSIÓN	
2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
7.220.528	4.599.866	1.805.493	1.150.197	50.434.395	53.011.371	-	-	50.434.395	53.011.371
5.453.092	16.195.262	2.726.546	8.097.631	52.260.714	50.322.155	1.609.640	1.670.220	50.651.074	48.651.935
-	4.737.692	-	615.900	-	10.742.012	-	-	-	10.742.012
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	1.211.812	-	159.585	-	4.243.884	-	-	-	4.243.884
-	-	-	-	-	3.438.358	-	-	-	3.438.358
(74.023)	(1.456)	(21.149)	(416)	105.283	126.380	-	-	105.283	126.380
(1.614)	(41.745)	(1.613)	(3.588)	1	-	-	-	1	-
-	(99.909)	-	(15.371)	-	56.418	-	-	-	56.418
				102.800.393	121.940.578	1.609.640	1.670.220	101.190.753	120.270.358

El detalle de este rubro es el siguiente:

**a) Autorización para desconsolidar filiales con intención de enajenar en el corto plazo**

La Superintendencia de Valores y Seguros, de acuerdo con el oficio N° 02385 del 12 de abril de 2001, autorizó a AES Gener S.A. para no consolidar con su filial Oilgener Inc.

Finalmente la Superintendencia establece por medio del citado oficio, que la inversión en esta filial debe ser presentada en el rubro «Inversiones en Empresas Relacionadas» hasta su venta o promesa de compra-venta.

La autorización solicitada a la Superintendencia se basó en la intención por parte de la administración de AES Gener S.A., de enajenar la participación en esta filial y el iniciar los procesos de oferta sobre esta inversión.

**b) Enajenación de inversiones de AES GENER S.A.**

En Sesión N°437 de fecha 28 de febrero de 2001, el Directorio dio su autorización para la enajenación de aquellas sociedades que no formarán parte del negocio eléctrico en Chile, entre ellas Empresa Generadora de Electricidad Itabo S.A., Chivor S.A. E.S.P., Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes Argentina S.A. (Argentina). Sin embargo, ninguna de las sociedades antes mencionadas se encuentra en proceso de venta.

**c) Oilgener Inc.**

En el ejercicio 2003, fue castigado el valor contable de la inversión, quedando ésta valorizada en un peso.

**d) Información sobre Inversiones en el exterior**

Los pasivos contraídos por AES Gener S.A. y Filiales y que han sido específicamente designados y contabilizados como instrumento de cobertura de inversiones en el exterior son:

BONO USA por US\$ 200.000.000, con vencimiento el 15 de mayo de 2006. Al 31 de diciembre de 2004, el saldo pendiente de pago es de MUS\$ 54.751.

BONO CONVERTIBLE por US\$ 476.638.900, con vencimiento el 1 de marzo de 2005. Al 31 de diciembre de 2004, se encuentran prepagados en su totalidad.

BONO RULE 144/A, por US\$ 400.000.000, que cubre las mismas inversiones cubiertas por el bono convertible. Los fondos recibidos fueron utilizados en el prepago de las deudas vigentes de la compañía.

CRÉDITO BANCARIO, por US\$ 93.474.600 con vencimiento 31 de diciembre de 2010, que cubre las inversiones en Gener Argentina S.A.

**e) Resultados no realizados**

Los resultados no realizados corresponden a servicios prestados por AES Gener S.A. a sus filiales y coligadas para la construcción de sus plantas. Estas utilidades no realizadas se amortizan en los años de vida útil promedio de cada planta y el saldo no amortizado, se presenta deduciendo el valor de la inversión.

**f) Sociedades argentinas**

AES Gener S.A. posee en argentina las siguientes inversiones directas:

Gener Argentina S.A. (100%) (que consolida con Termoandes S.A. (100%) e Interandes S.A. (100%)) y que posee inversión en Energen S.A. (100%), las cuales han sido valoradas según las normas del Boletín Técnico N° 64 emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G. Estas inversiones equivalen al 12,50% del total de activos consolidados de AES Gener S.A. al 31 de diciembre de 2004.



**g) Utilidades remesables de inversiones en el exterior**

Existen utilidades pendientes de remesar de la coligada New Caribbean Investment S.A. al 31 de diciembre de 2004 por un monto de M\$ 1.816.736.

**h) Compañía Carbones del Cesar Ltda. (Colombia)**

Con fecha 24 de agosto de 2004, AES Gener vendió a Carbones Internacionales del Cesar S.A., Belts International Inc. y Aspen Trails Ltda. la participación que poseía sobre Compañía Carbones del Cesar Ltda. en un monto de US\$ 5.000.000, arrojando como resultado una utilidad neta de impuesto en el ejercicio 2004 de M\$ 1.078.358.

**i) Valuación de inversiones**

En virtud del oficio circular N° 150 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros, al 31 de diciembre de 2004 se efectuó un estudio de las inversiones en el cual se determinó que los flujos esperados que generarán estas inversiones son suficientes para recuperar los valores registrados contablemente.

J) La inversión que mantiene AES Gener S.A. en CDEC-SING Ltda., se valoriza como inversión en empresa relacionada, en virtud que su participación a nivel consolidado alcanza el 28,57%.

k) En junta extraordinaria de accionista de Energía Verde S.A., celebrada con fecha 24 de agosto de 2004, se acordó la división de Energía Verde S.A. en dos sociedades independientes, la continuadora legal que conservó su personalidad jurídica y una nueva «EVSA - Nacimiento S.A.». La anterior, generó una disminución del capital social de Energía Verde de M\$ 24.361.273 a M\$ 18.975.165. Asimismo, la nueva sociedad se constituyó con un capital inicial de M\$ 5.386.107.

Posteriormente con fecha septiembre de 2004, EVSA - Nacimiento S.A. se fusionó con AES Gener S.A.,

l) No existen nuevas inversiones al 31 de diciembre de 2004.

**NOTA 6 - MENOR Y MAYOR VALOR DE INVERSIONES**

Este rubro incluye la diferencia entre el costo de adquisición y el valor patrimonial proporcional al momento de la compra originado por las inversiones en empresas relacionadas. La amortización de estos valores se reconoce en resultados en un plazo de 20 años.

Los saldos de los menores valores, fueron generados con anterioridad a la entrada en vigencia de la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., los que actualmente disponen que su determinación será calculada en base a la diferencia entre el costo de adquisición y el correspondiente valor patrimonial determinado después de considerar el ajuste a valor justo de los activos y pasivos adquiridos.

La Sociedad ha evaluado la recuperabilidad de sus mayores y menores valores generados por las inversiones, para lo cual, bajo la jerarquía de la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 56 del Colegio de Contadores de Chile A.G. se ha recurrido a lo estipulado en la Norma Internacional de Contabilidad N° 36 (NIC) "Deterioro del valor de los activos". Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores de estas inversiones.

El detalle al 31 de diciembre de 2004 y 2003 se muestra en cuadro adjunto:

a) Menor Valor

RUT	Sociedad	2004		2003	
		Monto amortizado en el período M\$	Saldo Menor Valor M\$	Monto amortizado en el período M\$	Saldo Menor Valor M\$
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	58.335	525.015	58.335	583.349
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	-	-	104.911	1.258.931
Extranjera	Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)	-	-	150.030	1.800.361
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	67.382	1.027.569	63.475	1.094.951
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	350.134	2.594.042	350.135	2.944.627
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	46.477	786.233	44.955	832.710
<b>Total menor valor</b>		<b>522.328</b>	<b>4.932.859</b>	<b>771.841</b>	<b>8.514.929</b>

b) Mayor Valor

RUT	Sociedad	2004		2003	
		Monto amortizado en el período M\$	Saldo Menor Valor M\$	Monto amortizado en el período M\$	Saldo Menor Valor M\$
-	-	-	-	-	-
<b>Total mayor valor</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## NOTA 7 - INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES

La inversión que mantiene AES Gener S.A. en GasAndes Argentina S.A. tiene asociada una reserva por la deuda y por la inversión, las cuales se encuentran debidamente calzadas según lo determina el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G. La reserva antes señalada se mantendrá en el patrimonio de la matriz hasta que la inversión sea enajenada, de acuerdo a lo dispuesto en el mismo Boletín Técnico N° 64.

Al 31 de diciembre de 2003, estas inversiones se muestran como Inversiones en Empresas Relacionadas.

RUT	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje de participación	Valor contable de la inversión	
				2004 M\$	2003 M\$
Extranjero	Gasoducto GasAndes S.A. [Argentina]	10.850.710	13,00	11.614.886	-
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	22.464	13,00	5.502.974	-
77.286.570-8	CDEC-SIC Ltda.	-	16,67	81.012	-
<b>Totales</b>				<b>17.198.872</b>	<b>-</b>

## NOTA 8 - OTROS ACTIVOS DE LARGO PLAZO

Este rubro está compuesto por los siguientes conceptos:

	2004 M\$	2003 M\$
Anticipo proveedores	4.146.321	4.273.080
Descuento en colocación de bonos (a)	1.680.408	1.717.089
Gastos diferidos por colocación de bonos y otros (b)	27.981.745	6.114.070
Software	94.679	154.629
Activo diferido pensiones complementarias (c)	1.356.703	1.516.412
I.V.A. crédito fiscal filiales Argentinas (e)	11.981.242	14.818.403
Servicio de transferencia energía Quinta Región (d)	966.166	1.298.447
Materiales netos de provisión (h)	199.433	249.530
Depósitos a plazo (f)	-	13.114.886
Activos diferidos indemnización años de servicio y pensiones post jubilatorias (g)	564.300	621.611
Otros gastos diferidos	692.325	842.847
<b>Total</b>	<b>49.663.322</b>	<b>44.721.004</b>

a) Descuentos en colocación de bonos corresponden a diferencias producidas en el momento de la emisión, entre su valor por y su valor de colocación, y se amortizan con cargo a los resultados en el período de vigencia de los instrumentos.

b) Gastos diferidos por colocación de bonos y otros corresponden a desembolsos directos por gastos de emisión, gastos legales y seguros de coberturas, los cuales se difieren para ser amortizados en el plazo de vencimiento de estos instrumentos. Al 31 de diciembre de 2004 se incluyen M\$ 21.058.436 correspondientes a desembolsos asociados a bonos colocados en el extranjero en marzo de 2004, por un monto de US\$ 400 millones por parte de AES Gener.

El cargo a resultado por concepto de amortizaciones de descuentos y gastos diferidos en las colocaciones de deuda ascienden a M\$ 5.576.128 en 2004 y M\$ 2.948.660 en 2003, que se presentan en el rubro Otros egresos fuera de la explotación. (ver detalle nota 17)

Durante el año 2004 se prepagaron la totalidad de los bonos convertibles y parte del bono Yankee, los gastos diferidos asociados a ellos se llevaron directamente a resultado, el monto por este concepto fue de M\$ 2.640.584.

c) Activo diferido pensiones complementarias: Al 31 de diciembre de 2004, incluye M\$ 860.314 que corresponden a AES Gener S.A., los cuales serán amortizados en el plazo de 14 años. El diferencial por M\$ 496.389 corresponde a la filial Chivor S.A. E.S.P. y será amortizado en un plazo de 10 años. La amortización al 31 de diciembre de 2004 y 2003 por este concepto es de M\$ 299.770 y M\$ 299.770 respectivamente, estos se presentan incluidos en el rubro Otros egresos fuera de explotación. (nota 17)

d) Servicio de transferencia de energía a Quinto Región (Chilquinta S.A.), corresponde al pago anticipado por el servicio de transferencia de energía desde el SIC a la V Región amortizable en un período de 10 años, a contar del 1 de mayo de 2000.

e) El I.V.A. Crédito fiscal Filiales Argentinas, corresponde al I.V.A. generado por la construcción de la Planta generadora de TermoAndes S.A. y de la línea de transmisión de InterAndes S.A.

f) Los depósitos a largo plazo correspondían a la obligación que tenían las Sociedades TermoAndes e InterAndes S.A. de enterar a J.P. Morgan Funds en forma mensual una cierta cantidad para el pago de las obligaciones negociables.

g) El monto asociado al activo diferido por indemnización por años de servicio y pensiones post jubilatorias (Nota 28), será amortizado en un plazo remanente de 9 años. La amortización del ejercicio 2004 y 2003 por este concepto es de M\$ 69.068 y M\$ 59.977, respectivamente.

h) Los materiales se presentan netos de una provisión de obsolescencia por un monto de M\$ 924.759 y M\$ 1.157.225 al 31 de diciembre de 2004 y 2003, respectivamente.

NOTA 9 - OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS A CORTO PLAZO

RUT	Banco o institución financiera	Tipos de moneda e índice de reajuste									
		Dólares		otras monedas extranjeras		U.F.		S no reajustables		Totales	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
<b>Corto plazo</b>											
Extranjera	ABN AMRO Bank Colombia	-	2.456.692	-	-	-	-	-	-	-	2.456.692
97.018.000-1	Scotiabank	2.706.008	746.476	-	-	-	-	-	-	-	2.706.008 746.476
97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	4.059.011	1.119.712	-	-	-	-	-	-	-	4.059.011 1.119.712
97.004.000-5	Banco de Chile	1.678.544	-	-	-	-	-	1.538.355	-	-	3.216.899 -
<b>Totales</b>		<b>8.443.563</b>	<b>4.322.880</b>	-	-	-	-	<b>1.538.355</b>	-	-	<b>9.981.918 4.322.880</b>
Monto capital adeudado		8.359.426	3.142.824	-	-	-	-	1.538.355	-	-	9.897.781 3.142.824
Tasa interés promedio anual		2,98%	4,21%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
<b>Largo plazo</b>											
Extranjera	Bank of America	-	11.564.255	-	-	-	-	-	-	-	11.564.255
Extranjera	BBVA Banco Francés	-	1.370.688	-	-	-	-	-	-	-	1.370.688
Extranjera	Deutsche Bank	3.375.263	-	-	-	-	-	-	-	-	3.375.263 -
Extranjera	Banco de Chile	3.305.683	-	-	-	-	-	-	-	-	3.305.683 -
Extranjera	Bancolombia	-	-	1.899.309	-	-	-	-	-	-	1.899.309 -
Extranjera	Corinsura	-	-	949.655	-	-	-	-	-	-	949.655 -
Extranjera	Canavi	-	-	189.931	-	-	-	-	-	-	189.931 -
Extranjera	Bancale	-	-	759.723	-	-	-	-	-	-	759.723 -
Extranjera	Bogotá	-	-	876.396	-	-	-	-	-	-	876.396 -
Extranjera	AV Vilos	-	-	188.122	-	-	-	-	-	-	188.122 -
Extranjera	Occidente	-	-	361.773	-	-	-	-	-	-	361.773 -
Extranjera	Corficol	-	-	188.122	-	-	-	-	-	-	188.122 -
Extranjera	Daviyenda	-	-	379.861	-	-	-	-	-	-	379.861 -
Extranjera	Corfivate	-	-	284.897	-	-	-	-	-	-	284.897 -
<b>Totales</b>		<b>6.680.946</b>	<b>12.934.943</b>	<b>6.077.789</b>	-	-	-	-	-	-	<b>12.758.735 12.934.943</b>
Monto capital adeudado		6.680.946	12.934.943	6.077.789	-	-	-	-	-	-	12.758.735 12.934.943
Tasa interés promedio anual		5,45%	5,15%	13,34%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		

## NOTA 10 - IMPUESTOS DIFERIDOS E IMPUESTO A LA RENTA

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Sociedad provisionó impuesto a la renta por pagar de las filiales Energía Verde S.A. por M\$ 282.373 y M\$ 81.315, Chivor S.A. por M\$ 3.932.998 y M\$ 1.180.257, Gener Argentina por M\$ 673.843 y M\$ 953.061, respectivamente, y Norgener S.A. por M\$ 269.350 por el año 2004 y New Caribbean Investment por M\$ 686.017 por el año 2003.

De acuerdo al registro de Fondos de Utilidades Tributarias de la Sociedad, al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la sociedad presentó pérdidas tributarias acumuladas de M\$ 163.619.581 y de M\$ 213.455.154, respectivamente, según el siguiente desglose:

	2004	2003
Chile	156.499.535	147.121.108
Argentina (1)	7.120.046	6.939.010
Colombia	-	59.395.037
<b>Total</b>	<b>163.619.581</b>	<b>213.455.155</b>

(1) Pérdidas tributarias con 3 años de plazo promedio de expiración.

La Sociedad ha efectuado una provisión de valuación de impuestos al 31 de diciembre de 2004 por un monto de M\$ 2.237.559, correspondiente al tratamiento tributario y su correspondiente registro en el fondo de utilidades tributables, de los dividendos percibidos de filiales.

Al término de ambos ejercicios, la sociedad no presenta utilidades tributarias acumuladas ni créditos.

CONCEPTOS	2004				2003			
	Impuesto Diferido Activo		Impuesto Diferido Pasivo		Impuesto Diferido Activo		Impuesto Diferido Pasivo	
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
<b>DIFERENCIAS TEMPORARIAS</b>								
Provisión cuentas incobrables	10.884	839.725	-	-	11.156	453.364	-	-
Ingresos anticipados	207.215	2.534.082	-	-	-	-	-	-
Provisión de vacaciones	463.952	-	-	-	138.874	-	-	-
Amortización intangibles	-	-	-	241.955	-	-	-	273.495
Activos en leasing	-	-	-	18.386	-	-	-	397
Gastos de fabricación	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación activo fijo	-	313.876	-	106.289.540	-	373.209	-	101.737.430
Indemnización años de servicio	-	-	-	129.611	-	-	-	147.073
Otros eventos	2.843	14.336	-	59.152	17.357	-	-	-
Provisión existencia de carbones	35.851	-	-	-	26.296	216.593	-	-
Venta y/o liquidación inversión relacionada	12.422	640.149	-	-	306.011	1.125.642	-	-
Obligaciones leasing neto de intereses	5.702	12.684	-	-	-	488	-	-
Provisión materiales repuestos	360.607	157.209	-	-	237.677	196.728	-	-
Provisión retiro de maquinarias y equipos	9.725	-	-	-	29.738	-	-	-
Provisión bono de personal	155.086	-	-	-	80.292	-	-	-
Pérdida tributaria	-	29.096.937	-	-	-	48.227.505	-	-
Provisiones	554.628	118.274	-	-	401.500	147.387	-	-
Gastos diferidos emisión de deuda	-	-	-	5.756.776	-	-	-	600.125
Gastos tributarios activados financieramente	-	-	-	346.675	-	-	-	477.127
Utilidad/Pérdida no realizado Inv.	-	2.702.304	-	25.145	-	2.297.935	-	-
Otros activos diferidos por pérdida tributaria	-	3.243.054	-	-	-	-	-	3.874.294
Forwards	-	-	632.404	-	-	-	-	-
<b>OTROS</b>								
Cuentas complementarias-neto de amortización	-	183.614	-	52.405.973	-	11.130.001	-	55.918.039
Provisión de valuación	-	2.237.559	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>1.818.915</b>	<b>37.251.457</b>	<b>632.404</b>	<b>60.461.267</b>	<b>1.248.901</b>	<b>41.908.850</b>	<b>-</b>	<b>51.191.902</b>

El gasto por impuesto a la renta se detalla de la siguiente manera:

ITEM	2004 M\$	2003 M\$
Gasto tributario corriente (provisión de impuesto)	(5.112.452)	(847.378)
Ajuste gasto tributario (ejercicio anterior)	-	-
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	[29.769.400]	[7.242.829]
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	6.156.218	4.766.228
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	12.468.142	[1.543.118]
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	[2.237.559]	-
Otros cargos o abonos en la cuenta	-	-
<b>Totales</b>	<b>(18.495.051)</b>	<b>(4.867.097)</b>

## NOTA 11 - OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS A LARGO PLAZO

RUT	Banco o Institución Financiera	Moneda índice de reajuste	Años al vencimiento				Fecha cierre período actual	Fecha cierre período anterior	
			Más de 1 hasta 2 M\$	Más de 2 hasta 3 M\$	Más de 3 hasta 5 M\$	Más de 5 hasta 10 M\$	Total largo plazo al cierre de los estados financieros M\$	Tasa de interés anual promedio %	Total largo plazo al cierre de los estados financieros M\$
Extranjera	Deutsche Bank	Dólares	8.405.901	8.607.717	20.639.713	1.978.619	39.631.950	4,96%	-
97.004.000-5	Banco de Chile	Dólares	3.232.920	3.232.920	6.465.840	-	12.931.680	5,95%	-
Extranjera	Bancolombia	Otras monedas	2.267.671	2.267.671	4.535.342	4.535.341	13.606.025	13,34%	-
Extranjera	Corfinsura	Otras monedas	1.133.835	1.133.835	2.267.670	2.267.671	6.803.011	13,34%	-
Extranjera	Conavi	Otras monedas	226.767	226.767	453.534	453.534	1.360.602	13,34%	-
Extranjera	Bancafe	Otras monedas	907.068	907.068	1.814.136	1.814.137	5.442.409	13,34%	-
Extranjera	Bogotá	Otras monedas	1.046.368	1.046.368	2.092.736	2.092.736	6.278.208	13,34%	-
Extranjera	AV Villas	Otras monedas	224.608	224.608	449.215	449.215	1.347.646	13,34%	-
Extranjera	Occidente	Otras monedas	431.937	431.937	863.874	863.874	2.591.622	13,34%	-
Extranjera	Corficol	Otras monedas	224.608	224.608	449.215	449.215	1.347.646	13,34%	-
Extranjera	Davivienda	Otras monedas	453.534	453.534	907.068	907.069	2.721.205	13,34%	-
Extranjera	Corfivalle	Otras monedas	340.151	340.151	680.301	680.305	2.040.908	13,34%	-
Extranjera	Bank of America	Dólares	-	-	-	-	-	-	161.047.467
97.018.000-1	Scotiabank	Dólares	-	-	-	-	-	-	5.112.613
97.006.000-6	Banco Crédito Inversiones	Dólares	-	-	-	-	-	-	7.668.920
<b>TOTALES</b>			<b>18.895.368</b>	<b>19.097.184</b>	<b>41.618.644</b>	<b>16.491.716</b>	<b>96.102.912</b>	-	<b>173.829.000</b>



## NOTA 12 - OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO CORTO Y LARGO PLAZO

La primera emisión de bonos efectuado en el extranjero por un monto de US\$ 200 millones, colocado con fecha 23 de enero de 1996, se utilizó para financiar parte del programa de inversiones de capital. Con fecha 1 de marzo de 2004, se prepagaron MUS\$ 145.249.

La Sociedad efectuó en 1998 la primera emisión de bonos convertibles en acciones, por un monto de 500 millones de dólares, de los cuales fueron colocados US\$ 499.943.600, equivalentes al 99,99% de la emisión total. Los fondos recibidos por la colocación de estos bonos fueron utilizados para el refinanciamiento de obligaciones de crédito, las cuales se utilizaron como cobertura para las mismas inversiones que las obligaciones prepagadas. De esta emisión se convirtieron US\$ 23.304.700 en acciones. Con fecha 24 de marzo de 2004, se prepagaron MUS\$ 156.830, el 2 de abril de 2004 se prepagaron MUS\$ 55.700 y con fecha 31 de mayo de 2004 se prepagó el saldo vigente de MUS\$ 264.108. Además fueron prepagadas las premias de no convertibilidad correspondientes al 5,0785% sobre el valor nominal de la deuda establecida al inicio de la emisión.

Con fecha 22 de marzo de 2004, la sociedad emitió bonos en el extranjero por un monto de US\$ 400 millones. Los fondos recibidos fueron utilizados para prepagar parte de la actual deuda vigente de la compañía. Cabe mencionar que para su colocación se contrató una cobertura de tasa, arrojando un pago de MUS\$ 22.128 (M\$ 12.334.147), valor que será amortizado en diez años.

El descuento obtenido en la colocación y los gastos incurridos en la emisión de estos bonos, se presenta en el rubro otros activos de largo plazo (Nota 8).

Los intereses devengados al 31 de diciembre de 2004 y 2003, ascienden a M\$ 13.366.342 y M\$ 32.590.044 respectivamente, y se presentan bajo el rubro Obligaciones con el público, en el pasivo circulante.

Sociedad Eléctrica Santiago S.A. efectuó en 1999 la primera emisión de bonos por un monto equivalente a US\$ 100 millones, separado en dos series (A y B). La serie A por US\$ 60 millones y la serie B por UF 1.388.000, de los cuales al 31 de diciembre de 2004 se encuentran colocados US\$ 57,5 millones, equivalentes al 95,8% de la serie A y UF 1.086.000, equivalentes al 78,2% de la serie B. Los fondos recibidos por la colocación de estos bonos fueron destinados a financiar el prepago de la deuda con General Electric por la construcción de la Central Nueva Renca y créditos de corto plazo producto de lo anterior.

El menor valor obtenido en la colocación y los gastos directos incurridos en la emisión de dichos bonos, se presenta en el rubro "Otros Activos de Largo Plazo".

Los intereses devengados en Sociedad Eléctrica Santiago S.A. al 31 de diciembre de 2004 y 2003 respectivamente, ascienden a M\$ 6.933.999 y M\$ 579.621 por la serie A y M\$ 288.536 y M\$ 292.822 por la serie B, y se presentan bajo el rubro "Obligaciones con el público", en el pasivo circulante.

Con fecha 30 de julio de 1998, la Comisión Nacional de Valores, a través de la Resolución N° 12.337, resolvió autorizar el ingreso de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. al régimen de la oferta pública para emitir obligaciones negociables, y autorizar a ambas empresas la creación de un Programa Global sin reemisión para emitir obligaciones negociables garantizadas, no convertibles en acciones, por un monto de hasta US\$ 250.000.000 y US\$ 50.000.000 respectivamente. TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. emitieron diez series de Obligaciones Negociables bajo el presente programa por un total de US\$ 257.000.000.

AES Gener S.A. suscribió un Contrato de Préstamo (el "Contrato de Préstamo") con un sindicato de bancos liderado por Deutsche Bank A.G., New York Branch, y en el cual la Sociedad, TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. actuaron como garantes.

En virtud del Contrato de Préstamo, los bancos desemborsaron a favor de AES Gener S.A. el 16 de abril de 2004 un monto de aproximadamente US\$ 94 millones los cuales fueron utilizados por AES Gener S.A. para realizar una oferta de compra de todas las obligaciones negociables en circulación de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A., la cual fue completada con éxito, y para cancelar los contratos de cobertura de tasa (swaps) que ambas compañías mantenían con Deutsche Bank A.G., New York Branch y con Banco Bilbao Vizcaya Argentaria.

Los fondos existentes a ese momento en las cuentas fiduciarias de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. en Deutsche Bank AG, New York Branch o efectos de la colateralización de las obligaciones negociables, fueron aplicados a la cancelación de dichas obligaciones.

Inmediatamente después de la adquisición, AES Gener S.A. realizó un aporte de capital en especies por MUS\$ 164.300 a Gener Argentina S.A. de todas las obligaciones negociables así adquiridos. Esta Sociedad, por su parte, realizó un aporte de capital en especies de dichas obligaciones negociables a TermoAndes S.A. e InterAndes S.A., produciendo de esta manera la cancelación de las obligaciones negociables.

Con el objeto de refinanciar el crédito que mantenía con Bank of America N.T. & S.A, Chivar S.A. emitió bonos ordinarios en el exterior en el mes de noviembre de 2004 por US\$ 170 millones. Los bonos tienen vencimiento el 30 de diciembre de 2014 y una tasa de interés de 9.75% anual.

Los tenedores de bonos cuentan con una prenda sobre la totalidad de las acciones de la compañía de propiedad de Energy Trade and Finance Corporation.

Número de inscripción o identificación del instrumento	Series	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de Interés %	Plazo final	Periodicidad		Valor Par		Colocación en Chile o en el extranjero
						Pago de intereses	Pago de amortizaciones	2004 M\$	2003 M\$	
<b>Bonos largo plazo porción corto plazo</b>										
Bonos convertible	LA1-LA5	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	4.889.237	Chile
Bonos convertible	M	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	896.900	Extranjero
Bonos yankee	Unica	54.751.000	US\$	6,50	15-Ene-06	semestral	única al final	914.698	3.633.677	Extranjero
Bonos Rule 144A/Reg S	Unica	400.000.000	US\$	7,50	25-Mar-14	semestral	única al final	4.459.200	-	Extranjero
214	A	57.500.000	US\$	8,00	15-Oct-09	semestral	semestral	6.933.999	579.691	Chile
214	B	1.086.000	U.F.	7,50	15-Oct-24	semestral	semestral	288.536	292.822	Chile
Bonos tasa variable	-	-	US\$	6,36	31-Dic-07	semestral	semestral	-	17.725.930	Extranjero
Bonos tasa variable	-	-	US\$	6,36	31-Dic-07	semestral	semestral	-	4.571.787	Extranjero
Bonos ordinarios	Unica	170.000.000	US\$	9,75	30-Dic-14	semestral	única al final	769.909	-	Extranjero
<b>Total porción corto plazo</b>								<b>13.366.342</b>	<b>32.590.044</b>	
<b>Bonos largo plazo</b>										
Bonos convertible	LA1-LA5	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	245.135.366	Chile
Bonos convertible	M	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	44.968.518	Extranjero
Bonos yankee	Unica	54.751.000	US\$	6,50	15-Ene-06	semestral	única al final	30.518.208	121.729.000	Extranjero
Bonos Rule 144A/Reg S	Unica	400.000.000	US\$	7,50	25-Mar-14	semestral	única al final	222.960.000	-	Extranjero
214	A	57.500.000	US\$	8,00	15-Oct-09	semestral	semestral	25.640.400	34.997.088	Chile
214	B	1.086.000	U.F.	7,50	15-Oct-24	semestral	semestral	18.806.316	18.834.498	Chile
Bonos tasa variable	-	-	US\$	6,36	31-Dic-07	semestral	semestral	-	59.086.431	Extranjero
Bonos tasa variable	-	-	US\$	6,36	31-Dic-07	semestral	semestral	-	11.398.543	Extranjero
Bonos ordinarios	Unica	170.000.000	US\$	9,75	30-Dic-14	semestral	única al final	94.758.000	-	Extranjero
<b>Total largo plazo</b>								<b>392.682.924</b>	<b>536.149.444</b>	

## NOTA 13 - PATRIMONIO

Rubros	2004						
	Capital Pagado	Sobrepeso Venta Acciones	Otras Reservas	Reserva Futuros Dividendos	Resultados Acumulados	Dividendo Provisorio	Resultado del ejercicio
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	660.615.361	29.535.351	53.509.290	5.292.019	5.973.400	-	53.678.463
Distribución resultados ejercicio anterior	-	-	-	-	53.678.463	-	(53.678.463)
Dividendo definitivo ejercicio anterior	-	-	-	-	(56.727.528)	-	-
Aumento de capital con emisión de acciones de pago	62.268.146	-	-	-	-	-	-
Capitalización reservas y/o utilidades	-	-	-	-	-	-	-
Déficit acumulado período de desarrollo	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste acumulado por conversión	-	-	(19.200.331)	-	-	-	-
Ajuste ejercicios anteriores	-	-	-	-	-	-	-
Revalorización capital propio	17.884.837	738.384	1.337.732	132.300	(210.529)	(120.962)	-
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	39.454.037
Dividendos provisorios	-	-	-	-	-	(32.366.268)	-
<b>Saldos finales</b>	<b>740.768.344</b>	<b>30.273.735</b>	<b>35.646.691</b>	<b>5.424.319</b>	<b>2.713.806</b>	<b>(32.487.230)</b>	<b>39.454.037</b>
<b>Saldos actualizados</b>							

2003

Capital Pagado M\$	Sobreprecio Venta Acciones M\$	Otras Reservas M\$	Reserva Futuros Dividendos M\$	Resultados Acumulados M\$	Dividendo Provisorio M\$	Resultado del Ejercicio M\$
654.074.615	29.242.922	50.530.190	4.829.292	5.914.257	-	32.416.399
-	-	2.636.863	29.779.536	(32.416.399)	-	(32.416.399)
-	-	-	(29.779.536)	32.416.399	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	(144.607)	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
6.540.746	292.429	486.844	462.727	59.143	-	-
-	-	-	-	-	-	53.678.463
-	-	-	-	-	-	-
660.615.361	29.535.351	53.509.290	5.292.019	5.973.400	-	53.678.463
677.130.746	30.273.735	54.847.023	5.424.319	6.122.735	-	55.020.425

## a) Capital pagado

Número de acciones

Serie	Nº acciones suscritas	Nº acciones pagadas	Nº acciones con derecho a voto
UNICA	6.386.837.020	6.386.837.020	6.386.837.020
<b>Capital (monto - M\$)</b>			
Serie	Capital suscrito	Capital pagado	
UNICA	740.768.344	740.768.344	

a) La Junta General Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de septiembre de 1998, acordó efectuar una emisión de acciones por la suma de M\$ 237.500.000, emitiendo 2.375.000.000 acciones de pago con el exclusivo objeto de respaldar la conversión de los bonos en acciones de la Sociedad. La emisión de dichas acciones se materializó el 13 de noviembre de 1998, de acuerdo a su inscripción en el registro de valores. Al 31 de diciembre de 2004, se habían convertido bonos en acciones por el equivalente a US\$ 23.304.700, representando 85.932.258 acciones las cuales se encuentran pagadas.

En Junta General Extraordinaria de Accionistas, se acordó aumentar el capital en M\$ 74.245.000, mediante la emisión de 818.126.722 acciones de pago, implicando que cada accionista, por cada acción que posea, tendrá derecho a suscribir 0,1442204083557 acciones de la nueva emisión, para así mantener el mismo porcentaje de participación accionaria. El valor de las acciones de pago que se emiten deberá ser enterado en dinero en efectivo, al contado, y dichas acciones deberán ser emitidas, suscritas y pagadas dentro del plazo máximo que vence el 31 de julio de 2004.

El período de oferta preferente comenzó el 20 de mayo de 2004 y estuvo vigente hasta el 19 de junio de 2004, período en el cual se suscribieron un total de 714.084.243 acciones por un equivalente de M\$ 62.268.146.

## b) Pago de dividendos

Fecha de pago	Dividendo por acción \$	Dividendo histórico M\$	Dividendo actualizado M\$
Dividendo provisorio 2004 Diciembre 2004	3,17	20.270.033	20.270.033
Dividendo provisorio 2004 Agosto 2004	1,89	12.096.235	12.217.197
Dividendos definitivo 2003 Febrero 2004	10,00	56.727.528	58.088.988
Dividendo 2002 Marzo 2003	1,57	8.933.860	9.102.263
Dividendo 2002 Julio 2003	3,67	20.845.676	21.324.085

La distribución de dividendos definitivos por el ejercicio 2003, aprobada por Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de febrero de 2004, y ratificada en Junta extraordinaria de accionistas celebrada el día 06 de abril de 2004 contempló distribuir en el mes de febrero, el 100% de las utilidades del ejercicio, esto es, un dividendo por acción de \$ 9,46250. Asimismo, se definió cancelar adicionalmente \$ 0.5375 por acción, con cargo a otras reservas de utilidades, de tal forma de llegar a un dividendo definitivo de \$ 10 por acción.

En Sesión Ordinaria de Directorio N°484, celebrada con fecha 22 de agosto de 2004, se acordó distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, un monto equivalente en pesos a US\$ 19.500.000 (M\$ 12.096.235) mediante reparto de un dividendo provisorio de US\$ 0.0035 por acción, en su equivalencia en pesos.

El pago se materializó a partir del 16 de septiembre de 2004.

En Sesión Ordinaria de Directorio N°488, celebrada con fecha 6 de diciembre de 2004, se acordó distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, un monto equivalente en pesos a US\$ 35.127.603,61 (M\$ 20.270.032) mediante reparto de dividendo provisorio de US\$ 0,0055 por acción, en su equivalencia en pesos.

El pago se materializó a partir del 28 de diciembre de 2004.

### c) Política de dividendos

La política de dividendos para el 2004, aprobada en Junta General Ordinaria de Accionistas N° 23, celebrada con fecha 19 de febrero de 2004, y ratificada en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 6 de abril de 2004, acordó distribuir a lo menos, el 50% de las utilidades que se generen durante el año 2004. Asimismo, se expresó la intención por parte del Directorio de repartir un dividendo provisorio durante el ejercicio.

### d) Ajuste acumulado por conversión

		2004 M\$		2003 M\$
	Ejercicio	Acumulado	Ejercicio	Acumulado
Corrección monetaria	-	710.376	-	357.580
<b>DIFERENCIAS POR CONVERSIÓN</b>				
Compañía de carbones del Cesar Ltda.	(284.017)	-	(756.178)	291.116
Energy Trade & Finance Corporation	(12.565.636)	6.251.970	(43.382.171)	19.288.046
Gener Argentino S.A.	(18.597.053)	(15.785.329)	(20.240.436)	2.882.017
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	-	319.341	(2.684.491)	327.325
Compañía General de Electricidad Itabo S.A.	(4.470.148)	(4.259.323)	(11.531.037)	216.096
Otras inversiones	(87.709)	(47.654)	(57.080)	41.057
Instrumentos de cobertura para inversiones en el exterior	16.804.232	8.432.489	78.503.172	(8.581.036)
<b>Total movimiento año</b>	<b>(19.200.331)</b>		<b>(148.221)</b>	
<b>Total acumulado al cierre de cada ejercicio</b>		<b>(4.378.130)</b>		<b>14.822.201</b>

## e) Otras reservas

	2004 M\$	2003 M\$
Ajuste acumulado por conversión	(4.378.130)	14.822.201
Reserva retasación técnica activo fijo	43.677.099	43.677.100
Variaciones patrimoniales de filiales	(3.652.278)	(3.652.278)
<b>Total</b>	<b>35.646.691</b>	<b>54.847.023</b>

f) Al 31 de diciembre de 2003, la Sociedad ha procedido a corregir su renta líquida imponible de los años 2001 y 2002, originando una mayor pérdida tributaria en esos años. Este incremento en la pérdida tributaria originó el reconocimiento de un mayor impuesto diferido activo por M\$ 5.973.400, el cual se ha registrado con abono a la cuenta resultados acumulados. Con el objeto de reflejar la corrección en los estados financieros a diciembre de 2003, se reconoció un incremento en los activos por impuesto diferido y las utilidades retenidas por M\$ 5.973.400 (histórico).

## NOTA 14 - CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES

## 1) GARANTÍAS OTORGADAS

AES Gener S.A. tiene los siguientes compromisos, garantías y obligaciones contingentes:

## a) Compromisos con instituciones financieras y otras

Tanto los convenios de crédito suscritos por AES Gener S.A. con diversas instituciones financieras como los contratos de emisión que regulan los bonos imponen ciertas obligaciones financieras durante el periodo de vigencia de dichos convenios, las cuales son usuales para este tipo de operaciones. AES Gener S.A. cumple con todos los compromisos de deuda y restricciones financieras de acuerdo con los términos y condiciones de cada uno de dichos convenios y contratos. Al 31 de diciembre de 2004, todas las restricciones u obligaciones relacionadas con compromisos con instituciones financieras y bonos se han cumplido.

**Bonos Estadounidenses emitidos (Yankee Bonds) M\$ 111.480.000 (MUS\$ 200.000):**

Al 1 de marzo de 2004, AES Gener S.A. recompró bonos por la suma de M\$ 80.934.480 (MUS\$ 145.249) como resultado del rescate efectuado por la Compañía, el cual expiró el 27 de febrero de 2004.

La principal obligación financiera contenida en el contrato de emisión de los Yankee Bonds es la siguiente:

- \* Si AES Gener S.A. o alguna de sus filiales, con excepción de Chivor S.A. E.S.P., se encuentra en situación de incumplimiento con respecto al pago de alguna cantidad de capital que exceda la suma de M\$ 8.361.000 (MUS\$ 15.000), los tenedores de los bonos pueden solicitar el pago inmediato de dicha obligación.

**Bonos Senior registrados en la Bolsa de Valores de Luxemburgo por M\$ 222.960.000 (MUS\$ 400.000):**

Como parte de la emisión de los Bonos Senior al 7.5% con vencimiento en 2014, AES Gener S.A. acordó que:

- \* Ni AES Gener S.A. como ninguna de sus "Filiales Restringidas" (según se definen en el contrato de emisión), pueden emitir, asumir o garantizar endeudamientos con garantía sobre bienes o activos de la Compañía, a menos que garantías proporcionales y/o equivalentes sean otorgadas a los tenedores de los bonos.



La Compañía empleó sus mejores esfuerzos para registrar los bonos en la Comisión de Valores y Mercado de EE.UU. (Securities and Exchange Commission) en el formato de una "Declaración de Registro de Oferta de Intercambio" ("Exchange Offer Registration Statement") y hacer que dicha declaración de registro sea declarada efectiva dentro de los 270 días siguientes a la fecha de cierre la cual ocurrió el 22 de marzo de 2004. La mencionada declaración fue registrada y quedó efectiva con fecha 24 de noviembre de 2004. El 21 de enero de 2005 venció el plazo de extensión de la oferta de canje. Tenedores de bonos por un monto de capital de US\$ 399.645.000, equivalentes al 99.91% del total de la emisión, aceptaron el canje de bonos.

#### Obligaciones con bancos e instituciones financieras:

El 30 de noviembre de 2004, Chivar S.A. E.S.P. refinanció su deuda financiera existente de US\$ 260 millones mediante una combinación de: (i) una emisión de bonos por US\$170 millones en conformidad con la Regla 144A y la Reglamentación S dictadas en conformidad con la Ley de Valores de los Estados Unidos, (ii) un préstamo sindicado local por aproximadamente US\$ 83 millones, y (iii) con fondos provenientes de caja disponible.

#### b) Garantías a terceros

(i) AES Gener S.A. es garante del pago oportuno del 15% del capital e intereses adeudadas en conformidad con el préstamo otorgado a la sociedad relacionada GasAndes Argentina S.A. por un sindicato de bancos liderado por Bilbao Vizcaya Argentina (España) S.A. En el mes de diciembre de 2003, AES Gener S.A. otorgó esta garantía de cumplimiento para garantizar el pago de una parte de las obligaciones de GasAndes Argentina S.A. AES Gener S.A. podría estar obligada a cumplir en conformidad con esta garantía si GasAndes Argentina S.A. deja de efectuar los pagos de capital exigidos en conformidad con su convenio de crédito. El monto originalmente garantizado por AES Gener S.A. era M\$ 2.675.520 (MUS\$ 4.800) y al 31 de diciembre de 2004, el monto potencial máximo de pagos futuros que AES Gener S.A. podría estar obligada a efectuar en conformidad con la garantía es de M\$ 1.421.370 (MUS\$ 2.550). La garantía expira en el mes de marzo de 2006, junto al vencimiento del contrato de crédito.

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Compañía no había registrado un pasivo por su potencial obligación de cumplimiento en conformidad con la garantía. No existen disposiciones que pudieran permitir a AES Gener S.A. obtener una recuperación de terceros de cualesquiera cantidades que puedan ser pagadas en conformidad con la garantía, así como tampoco existen activos mantenidos como garantía que AES Gener S.A. pudiera obtener y liquidar para recuperar cantidades que pudieran ser pagadas en conformidad con la garantía.

Adicionalmente, AES Gener S.A. se comprometió para con los financistas de GasAndes Chile S.A. a no vender, preñar o disponer de su participación accionario en dicha sociedad, sin contar con el consentimiento de los bancos acreedores durante la vigencia del contrato de crédito suscrito por esta sociedad relacionada, cuyo monto original fue de M\$ 75.806.400 (MUS\$ 136.000). El saldo de esta obligación al 31 de diciembre de 2004 es de M\$ 73.585.718 (MUS\$ 132.016) y vence en el año 2011. No existen disposiciones que permitan a la Compañía recuperar de parte de terceros, cantidades que fueran pagadas en conformidad con esta garantía.

(ii) AES Gener S.A. ha suscrito un convenio de compra de gas natural con el Consorcio Sierra Chata, operado por Petrolera Santa Fe S.R.L., el cual contiene una cláusula "Take or Pay" (consumo mínimo) con un compromiso mensual igual a un promedio del 75% del volumen contratado. También prevé un período de 36 meses para tomar posesión del gas remanente pagado pero no consumido. Al 31 de diciembre de 2004, no existe gas pagado pero no consumido. El pago anual mínimo en conformidad con el contrato es de M\$ 13.377.600 (MUS\$ 24.000) y el contrato expira en el mes de diciembre del año 2013. Las mismas disposiciones contractuales se aplican al gas vendido por AES Gener S.A. a su subsidiaria Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

(iii) El convenio de transporte de gas suscrito entre la filial TermoAndes S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") no exige en la actualidad ninguna garantía de parte de AES Gener S.A. Ninguna garantía en conformidad con el contrato es necesario si TermoAndes S.A. o sus accionistas mantienen una Clasificación de Grado de Inversión, definida en el contrato como BBB- o superior. En el evento que ni TermoAndes S.A. o alguna de sus accionistas mantengan una Clasificación de Grado de Inversión, deberá proporcionarse una garantía bancaria por una cantidad igual al pago de un año del servicio. La actual clasificación de TermoAndes S.A. emitida por Fitch Ratings es A (Arg) perspectiva estable, y, en consecuencia, esta filial no ha estado obligada a proporcionar dicha garantía.

### c) Garantías a filiales

(i) El 27 de febrero de 2004, AES Gener S.A. suscribió un convenio de crédito por MUS\$ 93.4 millones [M\$ 52.061.160] con el objeto de efectuar una oferta para la compra de los bonos emitidos en el año 1998 por sus filiales TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. Inmediatamente después de que la compra quedó perfeccionada, AES Gener S.A. aportó los bonos en especie a su filial Gener Argentina S.A., quien a su vez aportó los bonos a cada una de las filiales TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. respectivamente, provocando con ello la cancelación de los referidos bonos. Este crédito se encuentra garantizado, entre otras garantías, por: i) una prenda sobre la totalidad de las acciones de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A.; ii) una hipoteca sobre la central generadora Salta de TermoAndes S.A. y iii) una prenda sobre la línea de transmisión que conecta la subestación Andes ubicada en la provincia de Antofagasta y el Paso Sico ubicado en la frontera de Chile con Argentina. El saldo pendiente del crédito al 31 de diciembre de 2004 ascendía a la suma de M\$ 43.007.213 [MUS\$ 77.157].

(ii) Como parte del proceso de refinanciamiento de Chivor S.A. E.S.P. completado el 30 de noviembre de 2004, y que se describe más arriba, AES Gener S.A. emitió una Carta de Crédito Stand-by Irrevocable por MUS\$ 9.669 a favor de Low Debenture Trust Company of New York, en su calidad de agente fiduciario, en beneficio de los tenedores de bonos.

(iii) Asimismo, y como parte del proceso de refinanciamiento de la filial Chivor S.A. E.S.P., la filial Energy Trade and Finance Corporation otorgó prenda sobre el total de sus acciones en Chivor S.A.

## 2) LITIGIOS Y DIVERGENCIAS

### a) Divergencias en el CDEC-SIC

Existe una disputa entre las compañías integrantes del CDEC-SIC en relación a la potencia firme que perciben las unidades generadoras. El procedimiento de cálculo de la potencia firme en el CDEC-SIC para los años 2000 y siguientes no pudo ser adoptado por la unanimidad requerida por la normativa eléctrica, por lo que la materia fue resuelta por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción mediante la Resolución Ministerial N° 119 del 2 de noviembre de 2001 (RM 119).

Endesa interpuso un recurso de reposición en contra de la Resolución Ministerial N° 119, que fue resuelto por la Resolución Ministerial N° 17 del 14 de abril de 2004 (RM 17), la que ordenó modificar la metodología de cálculo de potencia firme para plantas hidroeléctricas con embalse, lo cual producirá un aumento en la capacidad firme de dichas plantas y una consiguiente disminución de las demás plantas del sistema. El 22 de abril de 2004 AES Gener presentó un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente mediante la Resolución Ministerial N° 35 del 15 de junio de 2004 (RM 35) ordenando al CDEC-SIC aplicar la metodología de cálculo establecida en la RM 17, pero redefiniendo las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga. Endesa interpuso un recurso de reposición en contra de la Resolución N° 35, que fue rechazado el 19 de agosto de 2004. El 27 de julio de 2004, el CDEC-SIC sesionó con el objeto de definir las horas de punta, no lográndose la unanimidad requerida por lo que una nueva divergencia fue sometida y resuelta por el Panel de Expertos mediante Dictamen N° 1 del 9 de septiembre de 2004. El Dictamen N° 1 fijó en 8 las horas de punta. El 1 de octubre de 2004 la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC efectuó los reliquidaciones de potencia firme, determinando que debían pagarse a AES Gener S.A., Soc. Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A., por concepto de reliquidaciones de transferencias de potencia de punta, la suma de M\$ 6.744.000 [MUS\$ 12.099], M\$ 3.667.000 [MUS\$ 6.579] y M\$ 3.032.000 [MUS\$ 5.440], respectivamente, cifras actualizadas al 1 de octubre de 2004. Mediante RM 65 del 4 de octubre de 2004, tanto la Compañía como su filial Soc. Eléctrica Santiago S.A. recibieron pagos sólo por parte de Transelec, mientras que Pehuenche e Ibener S.A. no efectuaron pago alguno. Por su parte, la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. no recibió pago de parte de ninguna de las empresas señaladas. Posteriormente, en octubre de 2004, algunos integrantes del CDEC-SIC presentaron discrepancias con los cálculos efectuados por la Dirección de Operaciones, sometiendo tales cuestiones al Panel de Expertos. El Panel de Expertos emitió su decisión con fecha 9 de diciembre de 2004 mediante los Dictámenes N°s 5 al 13. Sobre la base de los Dictámenes N°s 5 a 13, la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, con fecha 18 y 19 de enero de 2005, informó el resultado de los balances de transferencias de potencia de punta correspondientes a los períodos abril 2000 a marzo 2004, conforme a los cuales, a AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A., percibieron por dicho concepto la cantidad total de M\$ 2.757.437 [MUS\$ 4.947], M\$ 1.313.631 [MUS\$ 2.357] y M\$ 1.204.114 [MUS\$ 2.160], respectivamente.

Paralelamente, Endeso, Pehuenche S.A. y Pangué S.A. interpusieron ante el Juzgado Civil N° 9 de Santiago una demanda en contra del Fisco de Chile de nulidad de derecho público de la RM 35. El Fisco de Chile ha opuesto excepciones dilatorias a esta demanda. Junto con esto, en el mes de enero, se ha producido una nueva discrepancia al interior del CDEC-SING respecto de las cotas mínimas utilizadas en los cálculos de potencia firme para los embalses Laja y Rapel.

#### b) Disputas en el CDEC-SING

El procedimiento de cálculo para la potencia de punta en el CDEC-SING para los años 2000 y siguientes no pudo ser adoptado por la unanimidad requerido por la normativa eléctrica, por lo que la materia fue resuelta por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción mediante la Resolución Ministerial N° 163 del 28 de diciembre de 2001. Al momento de implementar tal metodología, surgió una nueva divergencia en el CDEC-SING, que fue resuelta mediante la Resolución Ministerial N° 106 de 29 de diciembre de 2003. La RM 106 incluyó entre otros aspectos, una modificación sustancial en la metodología de reconocimiento de los compromisos de potencia de punta de un generador, lo que dio origen a una nueva divergencia relativa a la aplicación propuesta por la Dirección de Operación. En relación con esta divergencia, el 17 de marzo de 2004, el Comité de Expertos del CDEC-SING, tras revisar la posición de las distintas empresas integrantes de dicho CDEC, indicó que la aplicación de la RM 106 presentaba resultados anómalos y contenía elementos no acordes con el texto del DS 327 (reglamento eléctrico), los cuales constituyen un cambio normativo que impide la aplicación retroactiva de la misma desde el año 2000, recomendando modificar la RM 106 y en subsidio de lo anterior, que dicha resolución no opere con efecto retroactivo.

Con fecha 6 de abril de 2004, la filial Norgener presentó un recurso ante el Ministerio de Economía solicitando la invalidación de ciertos aspectos de la RM 106, en virtud del artículo 53 de la ley N° 19.880 que establece las Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado, y paralelamente una solicitud para que decreta la suspensión provisional de la ejecución de la RM 106, en la parte afectada por el recurso de invalidación. Con fecha 26 de abril de 2004 el Ministerio de Economía tuvo por interpuesto el recurso y suspendió los efectos de la RM 106 durante su tramitación. Sin embargo, el 26 de junio de 2004, a través de la RM 39/2004 el Ministro rechazó el recurso de invalidación interpuesto y dejó sin efecto la suspensión antes decretada. Acto seguido, Norgener S.A. solicitó a Contraloría General de la República ordenar la invalidación de las RM 106 y 39 por considerar que ellas contradecían la normativa. Esta solicitud se encuentra pendiente.

El 22 de julio de 2004, AES Gener S.A. y Norgener S.A. efectuaron un pago por concepto de potencia firme de aproximadamente M\$ 2.014.000 (MUS\$ 3.613) en conformidad con la aplicación de la RM 106 para el período de enero de 2000 a mayo de 2004.

Paralelamente, el Directorio del CDEC-SING ha sometido al Panel de Expertos tres discrepancias que tienen por objeto corregir la aplicación que la Dirección de Operación le ha dado a la RM 106 con el objeto que ella se haga de una manera consistente con los derechos e intereses de AES Gener S.A. y Norgener. Mediante el dictamen 1-2005 emitido el 26 de enero de 2005, el Panel de Expertos ratificó, en una primera divergencia, la aplicación que le ha dado la Dirección de Operación a la RM 106. Mediante el Dictamen 2-2005 de 24 de febrero de 2005, el Panel de Expertos acogió la posición de AES Gener en esa divergencia y decretó que "el cálculo del balance de potencia de punta para los años 2000 a 2003, en lo relativo a la determinación de la demanda de potencia de punta de cada uno de los generadores, se debe realizar aplicando las modificaciones metodológicas incorporadas por la RM 106, a partir del año 2002". Conforme a los cálculos de la compañía, la aplicación del Dictamen 2-2005 implicaría para AES Gener S.A. y Norgener S.A. una devolución de aproximadamente 50% del valor pagado en julio de 2004, valor que será determinado por el CDEC-SING durante el mes de marzo de 2005. Con anterioridad, el 3 de febrero de 2005, el Panel de Expertos había declarado inadmisibles otras discrepancias presentadas por AES Gener S.A. y Norgener S.A. en relación a la misma materia declarando que la cuestión allí planteada sólo podía ser sometida al Panel de Expertos una vez que estuviere emitido el Dictamen 2-2005.

### c) Procedimientos judiciales

#### c.1 Junta de Vigilancia del Río Maipo con AES Gener S.A.

AES Gener S.A. fue demandada por la Junta de Vigilancia del Río Maipo, la cual inició un procedimiento judicial ante el Segundo Juzgado Civil de Santiago [Causa Rol N° 1062-01] por una pretendida deuda que al 31 de diciembre de 2004 ascendía a M\$ 40.422. Este juicio está relacionado con el pago de las cuotas que eran pretendidamente adeudadas a dicha Junta por los años 1999 y 2000. AES Gener S.A. se ha opuesto a la demanda debido a que no hace uso de ninguno de los servicios o instalaciones de la Junta. La demandante ha embargado aproximadamente M\$ 39.690 (MUS\$ 71) de efectivo de AES Gener S.A. El 26 de enero de 2004, el tribunal emitió una sentencia en contra de la Compañía. AES Gener S.A. apeló la sentencia el 10 de marzo de 2004, recurso que se encuentra pendiente de resolución ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Asimismo la Junta ha enviado cartas de cobranza extrajudicial por las cuotas correspondientes a los años 2001 a 2004 por la suma de M\$ 289.557 (MUS\$ 519). AES Gener S.A. ha efectuado una provisión por esta obligación contingente por la cantidad de M\$ 289.557 (MUS\$ 519).

#### c.2 Justo Gallardo con AES Gener S.A.

AES Gener S.A. ha sido demandada por el pago de una indemnización de perjuicios por un vecino de la Central Renca, quien alega haber sufrido ciertos daños y perjuicios debido a la operación de la Central. El señor Gallardo ha solicitado el pago de M\$ 120.000 (MUS\$ 215), a través de un caso que tramita ante el Juzgado Civil de Santiago N° 28 (Causa Rol N° 4070-99). La demanda fue desechada por el Juzgado de Primera Instancia. El demandante dedujo recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, en contra de dicha sentencia, recurso que a la fecha no ha sido resuelto.

AES Gener S.A. estima que la apelación será rechazada dado que la acción no tiene fundamento. No existe conexión entre los hechos alegados y los daños causados. No existe responsabilidad por parte de AES Gener S.A. con respecto a los hechos o los daños, y los derechos alegados se han hecho no exigibles debido a la prescripción.

AES Gener S.A. no ha efectuado una provisión por esta obligación contingente.

#### c.3 Banker Trust International Corporation (Delaware) Inc. con AES Gener S.A. y Ralph Wilkerson

El 24 de mayo de 2002, AES Gener S.A. fue notificada de una demanda presentada por BTI Corporation (Delaware), como cesionario del síndico fiduciario en la quiebra de Cordex Petroleum Inc., una sociedad constituida en conformidad con las leyes de Alberta, Canadá. El monto total pretendido contra AES Gener S.A. en el juicio es M\$ 4.838.789 (MUS\$ 8.681) más intereses y costas judiciales. El juicio se basa en una falta de cumplimiento de contrato, inducción al incumplimiento de contrato, inducción de incumplimiento de obligación fiduciaria y fraude, en relación con la presunta colusión de la Compañía con el otro demandado, el señor Ralph Wilkerson, por incumplir sus obligaciones contractuales y fiduciarias para con Cordex Petroleum Inc.. El juicio, Causa Rol N° 0101 - 05135 fue presentado ante el Tribunal de Queen's Bench de Alberta, Distrito Judicial de Calgary, Alberta, Canadá. El 19 de julio de 2002, AES Gener S.A. presentó una moción alegando la falta de jurisdicción de los tribunales canadienses para conocer la materia y la impropia obtención de una orden judicial que le permitía a la parte demandante notificar la demanda a AES Gener S.A. en Chile. Una audiencia fue originalmente fijada para el 6 de febrero de 2003, pero fue suspendida debido a la presentación de una declaración jurada extemporánea por parte del demandante en respuesta a la moción.

En el mes de marzo de 2003, el tribunal resolvió admitir la presentación de la declaración jurada extemporánea, únicamente si ella era usada para remediar cualquier deficiencia técnica en la información previamente presentada al Tribunal para obtener la orden que permitía a la parte demandante notificar la demanda a AES Gener S.A. en Chile. El 14 de abril de 2003, el demandante presentó una apelación contra esta resolución ante el Tribunal de Apelación de Alberta, y el 14 de marzo de 2004, el Tribunal de Apelación decretó que la resolución del tribunal apelado relativo a la admisibilidad de la declaración jurada presentada en forma extemporánea por el demandante era prematura y que tal materia debería ser resuelta por el tribunal que conoce del recurso de rechazo de AES Gener S.A. Las partes se encuentran negociando un acuerdo extrajudicial que se estima será completado dentro del primer trimestre. La Compañía ha efectuado una provisión de pago por M\$ 1.282.020 (MUS\$ 2.300).

#### **c.4 Hidroeléctrica Guardia Vieja - Hidroeléctrica Aconcagua con AES Gener S.A.**

En el mes de diciembre de 1999, AES Gener S.A. inició un procedimiento arbitral contra Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (HGV - HASA) reclamando incumplimiento en la ejecución de obligaciones contractuales relacionadas con un contrato de compraventa de energía eléctrica y potencia. El árbitro aceptó los reclamos de AES Gener S.A. y se ordenó a las demandadas a dar cumplimiento a los términos y condiciones del contrato. El 14 de diciembre de 2001, el árbitro emitió una resolución, la cual en consistencia con el reclamo de AES Gener S.A., ordenó la modificación del "Contrato de Compraventa de Energía y Potencia Eléctrica y Otras" entre AES Gener S.A. y HGV - HASA, de fecha 2 de noviembre de 1993. Dicha resolución, ordenó la reliquidación de las facturas emitidas desde el mes de abril de 1998 y hasta la fecha de cumplimiento definitivo de la sentencia. AES Gener S.A. demandó por un monto de M\$ 5.444.617 (MUS\$ 9.257). Al 31 de diciembre de 2004, el monto correspondiente, incluyendo intereses y modificaciones al contrato, era de M\$ 9.064.637 (MUS\$ 16.262). HGV-HASA interpuso un recurso de casación ante la Corte de Apelaciones de Santiago contra el fallo arbitral.

Basada en la aceptación del árbitro del juicio iniciado por AES Gener S.A., en 2001, la Compañía registró como ingreso una parte de la ganancia contingente igual a M\$ 2.940.374 (MUS\$ 5.275).

#### **c.5 Imposición de multas Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) como consecuencia del apagón del 23 de septiembre de 2002**

Por Oficio Ordinario de fecha 6 de diciembre de 2002, la SEC presentó cargos contra AES Gener S.A., Soc. Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. por pretendidas fallas en la coordinación eléctrica como miembros del CDEC-SIC, relacionada con el apagón ocurrido el 23 de septiembre de 2002 en el SIC. El 24 de enero de 2003, AES Gener S.A. presentó sus descargos y rechazó la validez del reclamo en una presentación hecha ante la SEC.

El 20 de agosto de 2003, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia del apagón, alegando responsabilidad fundada únicamente en su calidad de miembros del CDEC-SIC. A AES Gener S.A. se le impuso una multa de 1.500 UITA [equivalente a aproximadamente M\$ 545.544 (MUS\$ 979)]. La filial Soc. Eléctrica Santiago S.A. fue multada con 1.000 UITA [equivalente a aproximadamente M\$ 363.696 (MUS\$ 652)], y la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. fue también multada con 1.000 UITA [equivalente a aproximadamente M\$ 363.696 (MUS\$ 652)].

AES Gener S.A. y sus sociedades relacionadas presentaron recursos de reposición ante la SEC el 29 de agosto de 2003, los cuales fueron rechazados el 21 de junio de 2004. El 26 de junio de 2004, la Compañía y Soc. Eléctrica Santiago S.A., y el 2 de julio de 2004, Empresa Eléctrica Guacolda S.A., presentaron recursos de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando en la cuenta del tribunal el 25% de la multa aplicada por la SEC, en la forma exigida. AES Gener S.A. y Soc. Eléctrica Santiago S.A. en conjunto, establecieron una provisión por esta obligación contingente por la cantidad de M\$ 227.310 (MUS\$ 408) y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. estableció una provisión por la cantidad de M\$ 90.924 (MUS\$ 163).

**c.6 Imposición de multas SEC como consecuencia del apagón del 13 de enero de 2003**

El 21 de febrero de 2003, la SEC formuló cargos contra AES Gener S.A. y los otros miembros del CDEC-SIC, en relación con el apagón que ocurrió el 13 de enero de 2003. La Compañía respondió oportunamente rechazando los cargos. El 27 de abril de 2004, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia del antes mencionado apagón alegando su responsabilidad como consecuencia de su calidad de miembro del CDEC-SIC. AES Gener S.A., Soc. Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. fueron cada una multadas con 560 UTA, equivalentes a aproximadamente M\$ 203,670 (MUS\$ 365) cada una. El 7 de mayo de 2004, AES Gener S.A., Soc. Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. presentaron recursos de reposición contra las multas aplicadas, los mismos se encuentran pendientes de resolución.

AES Gener S.A. y Soc. Eléctrica Santiago S.A. consideran que los cargos formulados por la SEC son improcedentes y como consecuencia de ello, no han establecido una provisión por la obligación contingente.

**c.7 Formulación de cargos SEC como consecuencia del apagón del 7 de noviembre de 2003.**

El 12 de abril de 2004, la SEC formuló cargos contra AES Gener S.A., Soc. Eléctrica Santiago S.A., Empresa Eléctrica Guacolda S.A. y la totalidad de las otras empresas miembros del CDEC-SIC, como consecuencia del apagón que ocurrió en el SIC el 7 de noviembre de 2003, alegando responsabilidad basada únicamente en sus respectivas condiciones de miembros del CDEC-SIC. AES Gener S.A., Soc. Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. presentaron descargos con fecha 3 de mayo de 2004.

Las Compañías estiman que los cargos formulados por la SEC son improcedentes y como consecuencia de ello, no han establecido una provisión por la obligación contingente.

**c.8 Formulación de cargos por supuesta infracción de proporcionar a la SEC información errónea**

El 24 de septiembre de 2004, la SEC formuló cargos contra AES Gener S.A. y sus filiales Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Energía Verde S.A., por una supuesta infracción de proporcionar a la SEC información errónea con relación a precios de contratos no regulados que son utilizados en la determinación de precios de nuda regulados durante cada período semestral. El 13 de octubre de 2004, AES Gener S.A., Soc. Eléctrica Santiago S.A. y Energía Verde S.A. presentaron sus descargos en los cuales rechazaron la justificación de los cargos. AES Gener estima que, los cargos formulados por la SEC son improcedentes y no tienen fundamento.

**c.9 Coastal Itabo Ltd. con AES Gener S.A.**

El 11 de marzo de 2004, AES Gener S.A. solicitó un arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") en París en conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4 y el Artículo 18.1 del Pacto de Accionistas suscrito entre AES Gener S.A., Coastal Itabo Ltd ("Coastal") y NCI el 13 de agosto de 1999. Al árbitro se le solicita resolver las disputas entre las partes concurrentes al pacto de accionistas según se describe más adelante.

La solicitud de arbitraje se encuentra fundada en el hecho que AES Gener S.A. ha sido notificada por incumplimiento del antes mencionado pacto de accionistas, basada en la Resolución SIE - 60 - 2003 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de la República Dominicana (SEC) de fecha 5 de septiembre de 2003, la cual ordenó a The AES Corporation disponer de su participación indirecta en Itabo. Esta resolución se basa en el hecho que la SEC cree que The AES Corporation, a través de sus subsidiarias, controla, y como consecuencia de ello, tiene una participación propietaria en la industria eléctrica de la República Dominicana en exceso del 15% permitido por la ley eléctrica del país. Como resultado de ello, AES Gener S.A. inició un procedimiento de derechos constitucionales ante los tribunales de la República Dominicana. El 20 de febrero de 2004, un tribunal de la República Dominicana emitió un dictamen declarando, entre otras cosas, que los cargos de la SEC no producen efecto legal y le ordenó suspender los efectos de la antes indicada Resolución SIE - 60 - 2003. El 1 de marzo de 2004, la SEC apeló dicho dictamen. El 15 de abril de 2004, Coastal presentó una demanda reconvenional ante la CCI alegando que AES Gener S.A. no ha dado cumplimiento al Pacto de Accionistas en lo relativo al procedimiento establecido para la resolución de disputas entre las partes. AES Gener S.A. presentó su respuesta a la reconvenición el 15 de junio de 2004. La Compañía cree que Coastal no tiene una base legítima para sus reclamos contractuales y carece de un fundamento legal para sus reclamos basados en la ley eléctrica en la medida que la resolución y una "Formulación de Cargos" dictada con posterioridad por la Superintendencia de Electricidad fueron rechazados por un tribunal dominicano. Si Coastal tiene éxito en sus reclamos, la Compañía estaría obligada a vender a Coastal sus intereses en Itabo al 75% de su valor actual, establecido en forma independiente. AES Gener S.A. solicitó el arbitraje ante la CCI en respuesta al reclamo de Coastal que sostiene que AES Gener S.A. no cumplió con el Pacto de Accionistas. A la fecha, el tribunal arbitral ya ha sido elegido.

### **c.10 Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) con Itabo S.A. y su Presidente**

El 21 de julio de 2004, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, o (CDEEE), entidad estatal propietario del 50% de Itabo, inició dos juicios ante un tribunal de la República Dominicana en la ciudad de Santo Domingo contra Itabo y su Presidente. En el primer juicio, la CDEEE solicita una rendición de cuentas tanto por parte de Itabo como de su Presidente, específicamente con relación a la totalidad de las operaciones entre Itabo y sus partes relacionadas. En el segundo juicio, la CDEEE solicita que el tribunal ordene a Itabo entregar sus libros y registros de contabilidad a CDEEE por el período de septiembre 1999 y julio de 2004, y que un perito independiente audite dichos registros contables y presente un informe a CDEEE y el tribunal. En este segundo juicio, la CDEEE también solicita que Itabo pague una multa de aproximadamente M\$ 2,230 (MUS\$ 4). La CDEEE adicionalmente solicita que si Itabo se niega a proporcionar una rendición de cuentas en la forma solicitado, el tribunal ordene el embargo de los bienes muebles e inmuebles de Itabo y su Presidente.

Los contratos en conformidad con los cuales la CDEEE baso su posición en estos juicios contienen cláusulas arbitrales que exigen que la totalidad de los reclamos sean presentados ante la CCI en Nueva York y se rijan por las leyes de Nueva York.

El 18 de agosto de 2004, Itabo presentó un recurso ante el Consejo de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio y Producción de Santo Domingo, solicitando las siguientes determinaciones: (i) la inaplicabilidad del sistema de justicia ordinario para conocer los reclamos por parte de la CDEEE, y (ii) la inaplicabilidad de la solicitud de la CDEEE para una rendición de cuentas por parte de Itabo, entre otras cosas. El 18 de agosto de 2004, tuvo lugar la primera audiencia con respecto al reclamo de la CDEEE para la rendición de cuentas e indemnización por daños y perjuicios. En la audiencia, la CDEEE solicitó una extensión del plazo con el objeto de presentar prueba documental. La solicitud fue aceptada por los demandados.

En conformidad con las disposiciones legales y contractuales entre la CDEEE e Itabo, como partes relacionados en el proceso de capitalización de Itabo, las partes se encuentran obligados a someterse a un proceso arbitral para el ajuste de cualquier controversia, reclamo o disputa, incluyendo una solicitud referente a una rendición de cuentas o la determinación de una indemnización por daños y perjuicios. El lugar de arbitraje designado es la ciudad de Nueva York.

Con respecto al recurso presentado por Itabo ante el Consejo de Reconciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio y Producción de Santo Domingo el 18 de agosto de 2004, el tribunal arbitral se encuentra en la actualidad en el proceso de ser constituido.

En relación con la solicitud de la CDEEE para la rendición de cuentas por parte de Itabo, el 29 de septiembre de 2004, el tribunal rechazó la solicitud de la CDEEE.

Con respecto al segundo juicio en el cual la CDEEE solicita que el tribunal ordene a Itabo a entregar los libros y registros de contabilidad y que un perito independiente audite dichos registros contables. En la audiencia celebrada el 9 de febrero de 2005, el tribunal ordenó una prórroga para la presentación de prueba documental en conformidad con la petición de las partes y estableció la fecha para una nueva audiencia a celebrarse el 30 de marzo de 2005.

El 9 de febrero de 2005, Itabo presentó una demanda de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") en contra de CDEEE y del Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas / Fondo Patrimonial para el Desarrollo ("FONPER"). Las principales pretensiones de la demanda son que se declare que: (i) los contratos básicos que vinculan a las partes (los "Contratos Básicos") están vigentes y tienen pleno valor; (ii) CDEEE y FONPER han incurrido en incumplimiento de las disposiciones contractuales contenidas en los contratos básicos que vinculan a las partes, relativas a la solución de controversias y a la no injerencia en la gestión y administración de Itabo; (iii) las demandadas se abstengan de iniciar y/o continuar cualquier acción judicial y/o extrajudicial en contra de Itabo, fuera del mecanismo de solución de controversias previsto en los contratos básicos; y (iv) las personas que acrediten el carácter de accionistas de Itabo deberán cumplir con las disposiciones contenidas en los Estatutos Sociales de Itabo y con las disposiciones contractuales contenidas en los contratos básicos para dirimir cualquier cuestión relacionada con la gestión y administración de Itabo.

#### **c.11 Arbitraje AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. con productores de gas natural de Argentina, miembros del Consorcio Sierra Chata**

El 13 de julio de 2004, AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. presentaron una demanda solicitando un arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI) contra los productores de gas natural de Argentina miembros del Consorcio Sierra Chata, formado por Petrolera Santa Fe S.R.L., Mobil Exploration & Development Argentina Inc., Atalaya Energy S.R.L., Canadian Hunter Argentina S.R.L. y Total Austral S.A.. Esta acción fue presentada ante la CCI en conformidad con los términos del contrato de suministro de gas. El objetivo principal de la acción es solicitar al tribunal arbitral que ordene a los productores dar cumplimiento a sus obligaciones de entregar el suministro total contratado y/o proporcionar una indemnización por los perjuicios incurridos por los demandantes. A la fecha de la presentación, la Compañía estima que los daños contractuales en cuestión totalizan US\$ 7,3 millones. La Compañía y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. solicitan una indemnización por los daños directos como consecuencia del incumplimiento del contrato, así como también una indemnización por los daños futuros en la forma prevista en la legislación argentina. El 8 de octubre de 2004, las demandadas contestaron la demanda arbitral, sosteniendo que el gobierno argentino decretó las restricciones al gas natural y que como tales, ellas son consideradas eventos de fuerza mayor en conformidad con el contrato. Cada una de las partes, ha designado a un árbitro, y el tercero aún debe ser elegido por los dos árbitros designados. Tan pronto como el tercer árbitro sea elegido, el caso será sometido al tribunal arbitral para una decisión de los términos de referencia.

La Compañía considera que la demanda interpuesta es improcedente y como consecuencia de ello, no ha establecido una provisión por la obligación contingente.

#### **c.12 Compañías de Seguros con AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A.**

El 29 de noviembre de 2004, AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (ESSA) fueron notificadas de una demanda en contra de ellas presentada por tres compañías de seguros: Liberty Compañía de Seguros, Compañía de Seguros Generales Cruz del Sur S.A. y Compañía de Seguros Penta Security S.A. Las Compañías de Seguros habían pagado a Codelco Andina por los daños causados por pérdidas de producción debido a la falla de su propia línea de 110 kV en el mes de junio de 2000. Con el objeto de asistir a Codelco Andina, ESSA entregó la energía eléctrica en un punto de suministro alternativo, subestación 110 kV Las Vegas, a través de líneas de transmisión de propiedad de AES Gener S.A. Debido a restricciones de capacidad en las líneas de transmisión de AES Gener S.A., ESSA ofreció, y Codelco Andina aceptó, este suministro sujeto a restricciones. En el mes de diciembre de 2000, las restricciones en el sistema de AES Gener S.A. aumentaron y el suministro de energía eléctrica a Codelco Andina fue reducido. Luego de un arbitraje entre las compañías de seguros y Codelco Andina, las compañías de seguro fueron condenadas a pagar US\$ 6.086.144 a favor de Codelco. Es por ello que las compañías de seguros están tratando de recuperar este dinero (más costos, honorarios e intereses) de parte de AES Gener S.A. y ESSA. Las demandantes reclaman en virtud de la subrogación de los derechos de los asegurados, la indemnización por los daños y perjuicios por presuntas responsabilidades contractuales de ESSA y AES Gener S.A., por la cantidad de US\$ 6.616.658 (cantidad pagada al asegurado, la cual incluye honorarios y gastos del juicio arbitral sostenido entre las partes). La demanda de indemnización de perjuicios se encuentra basada "en la falta de una notificación escrita" por parte de ESSA y AES Gener S.A. acerca de las reparaciones que fueron efectuadas a las líneas de 110 kV (Las Vegas) en conformidad con el contrato de suministro. Ellos afirman que si se hubieran efectuado notificaciones escritas indicando que dicha línea estaría fuera de servicio durante la totalidad del tiempo que los trabajos de AES Gener S.A. tuvieron lugar, Codelco Andina habría adoptado las medidas preventivas para evitar los perjuicios sufridos, especialmente las pérdidas de producción. Adicionalmente, en el evento que la demanda de indemnización por daños y perjuicios debido a la responsabilidad contractual de AES Gener S.A. fuera rechazada, o el tribunal considerara que la totalidad o parte de la responsabilidad de ESSA excede los límites contractuales, una indemnización por daños y perjuicios por responsabilidad extra-contractual por la misma cantidad, es reclamado. El 21 de diciembre, ESSA y AES Gener S.A., en forma separada, presentaron un incidente de previo y especial pronunciamiento para suspender el juicio principal, y en subsidio excepciones dilatorias, entre ellas la incompetencia del Tribunal. Dicho incidente está en etapa de resolución por parte del juez que conoce la causa.



### 3) COMPROMISOS FINANCIEROS

a) AES Gener S.A., como emisor de los Bonos Senior al 7,5% por M\$ 222.960.000 (MUS\$ 400.000) con vencimiento en el mes de marzo de 2014, debe cumplir con ciertas limitaciones con respecto a endeudamiento. Como tal, AES Gener S.A. y sus filiales, con la excepción de Chivor S.A. E.S.P., no pueden emitir instrumentos de deuda a menos que las siguientes restricciones financieras, calculadas sobre la base de los estados financieros consolidados de la Compañía, se hayan cumplido:

- i) Relación de cobertura de gastos por intereses superior a 2,4 veces (medida en base a doce meses); y
- ii) Deuda total no debe exceder 4,5 veces EBITDA (medida en base a doce meses).

Al 31 de diciembre de 2004, AES Gener S.A. está en cumplimiento con la totalidad de los compromisos establecidos en el convenio de Bonos Senior al 7,5%.

b) Como parte del nuevo préstamo sindicado por la cantidad de M\$ 52.061.160 (MUS\$ 93.400) otorgado en conformidad con el convenio de crédito suscrito el 16 de abril de 2004 por AES Gener S.A. y un sindicato de bancos liderado por Deutsche Bank (AG), Sucursal de Nueva York en conexión con la reestructuración de la deuda de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. cuyo vencimiento es el mes de diciembre de 2010, AES Gener S.A. debe cumplir con las mismas restricciones financieras que se aplican en conformidad con los Bonos Senior al 7,5% en la forma que se describen más arriba.

Al 31 de diciembre de 2004, AES Gener S.A. está en cumplimiento con la totalidad de los compromisos establecidos en este convenio de crédito.

### 4) OTRAS OBLIGACIONES CONTINGENTES

#### a) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con TermoAndes S.A. e InterAndes S.A., Argentina

##### a.1 Convenio de suministro de energía

En la actualidad, los ingresos de TermoAndes S.A. se derivan exclusivamente de las ventas a su único cliente, AES Gener S.A., en conformidad con un convenio de compra de energía por el cual TermoAndes S.A. se encuentra obligado a poner a disposición y vender energía a AES Gener S.A. y esta última, a su vez, está obligado a aceptar y comprarle a TermoAndes S.A. la producción de potencia y energía neta total generada por la Central Salta. Este convenio fue suscrito por un periodo de 27 años a partir del 1 de enero de 1999 y se prorrogará en forma automática por periodos sucesivos de cinco años, a menos que alguna de las partes notifique a la otra parte su intención de no prorrogar.

##### a.2 Activos con disponibilidad restringida

El 27 de febrero de 2004, AES Gener S.A. suscribió un convenio de crédito con un sindicato de bancos liderado por Deutsche Bank AG, Sucursal de Nueva York, en el cual Gener Argentina, TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. actuaron como garantes.

El 16 de abril de 2004, el sindicato de bancos desembolsó a AES Gener S.A. un préstamo por la cantidad de M\$ 52.061.160 (MUS\$ 93.400), el cual fue utilizado por la Compañía para efectuar una oferta para comprar la totalidad de los Bonos en circulación de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. y la oferta fue completada con éxito. Inmediatamente luego de la compra, AES Gener S.A. efectuó un aporte de capital en especies a Gener Argentina de la totalidad de dichos Bonos. Gener Argentina, a su vez, efectuó un aporte de capital de dichos Bonos a TermoAndes S.A. e InterAndes S.A., cancelando con ello la totalidad de los Bonos en circulación.

Como garantía de las obligaciones de AES Gener S.A. establecidas en conformidad con el convenio de crédito, Gener Argentina, TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. constituyeron las siguientes garantías a favor de Banco Francés S.A., el cual actúa como agente de garantía de los bancos financiistas:

- \* Gener Argentina constituyó una prenda de primer grado sobre las acciones de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A.;
- \* TermoAndes S.A. constituyó una hipoteca sobre la central Salta y cedió en garantía ciertos contratos;
- \* InterAndes S.A. cedió en garantía ciertos contratos.
- \* AES Gener S.A. prendó la línea de transmisión que conecta la subestación Andes, ubicada en la provincia de Antofagasta, al Paso Sico ubicado en la frontera de Chile con Argentina.

### a.3 Convenio de compra de Gas Natural

El 4 de agosto de 1997, TermoAndes S.A. suscribió un convenio de suministro de gas con el consorcio formado por Mobil Argentina S.A. (anteriormente Ampolex Argentina S.A.), Compañía General de Combustibles S.A. (CGC), Ledesma S.A., Tecpetrol S.A. e YPF S.A. (el Consorcio) por un periodo de doce años el cual comenzó a regir el 31 de enero de 1999. A pesar que existe sólo un contrato de suministro de gas, las obligaciones se encuentran divididas: 50% de YPF, y el remanente 50% de Tecpetrol, Ledesma, CGC y Mobil (en adelante, colectivamente Tecpetrol).

Con respecto a la parte de YPF, el 13 de septiembre de 2004, TermoAndes S.A. e YPF alcanzaron un acuerdo poniendo término a la totalidad de los reclamos pendientes.

Con respecto a la parte de Tecpetrol, las principales obligaciones contingentes son las siguientes: (i) obligaciones Take or Pay, (ii) disputas referentes a la moneda en que se realizan los pagos bajo el contrato de suministro, y (iii) restricciones al suministro de gas, según se detallan a continuación:

#### i) Obligaciones "Take or Pay" (consumo mínimo):

La obligación Take or Pay de TermoAndes S.A. establecida en conformidad con el contrato de suministro de gas es de 80% del 95% de la capacidad contratada. La capacidad contratada base es en promedio 2.375 Dm<sup>3</sup>/día, y la capacidad contratada anual puede ser reducida en 10% a solicitud de TermoAndes S.A. Esta opción ha sido ejercida por TermoAndes S.A., dejando así la obligación Take or Pay en un nivel de 1.625 Dm<sup>3</sup>/día. La obligación Take or Pay anual debería ser calculada al término de cada año. Tanto la obligación Take or Pay como la capacidad contratada están por encima de los requisitos para el despacho actual de la planta de energía, la cual, debido a las restricciones de seguridad en el sistema interconectado chileno, está generando alrededor de un 38% de su capacidad. En la actualidad las necesidades de TermoAndes S.A. son cerca de 1.150 Dm<sup>3</sup>/día, dejando así 475 Dm<sup>3</sup>/día que de conformidad con el contrato debería ser pagado aún cuando no se consuman. Si este gas es pagado, el mismo podría ser consumido en el futuro, hasta dos años luego del término del contrato.

El contrato de suministro incluye una cláusula "de la nación más favorecida" (cláusula "NMF"), por medio de la cual los proveedores se comprometen a otorgar a TermoAndes S.A. las mismas condiciones de cualquier contrato de suministro de gas que ellos tengan con generadores localizados en el norte de Chile. Esta cláusula puede ser usada únicamente mientras TermoAndes S.A. exporte la totalidad de su generación a Chile. TermoAndes S.A. tiene indicios ciertos de la existencia de contratos suscritos por sus proveedores de gas con terceros generadores del norte de Chile que incluyen obligaciones de Take or Pay menos exigentes que las incluidas en el contrato de TermoAndes S.A., y la actitud de los proveedores que han venido rechazando las solicitudes de TermoAndes S.A. de exhibir dichos contratos apoya esta convicción.

El 19 de abril de 1999 se llegó a un acuerdo con la totalidad de los proveedores de gas para eliminar la obligación Take or Pay del año 1999.

Tecpetrol nunca ha facturado ninguna cantidad relacionada con la obligación Take or Pay, y por lo tanto TermoAndes S.A. nunca ha pagado por el gas no consumido.

Al 31 de agosto de 2004, TermoAndes S.A. ha registrado en sus estados financieros la deuda Take or Pay incurrida con Tecpetrol durante los años 2000 a 2003 como un pasivo corriente bajo cuentas por pagar por un monto de US\$ 8.033.754 y un activo no corriente del mismo monto bajo "Deudores de largo plazo" por el recupero de gas que podría consumir en cualquier tiempo durante el período de vigencia del contrato más dos años adicionales.

En conformidad con la evaluación de TermoAndes S.A., el crédito Take or Pay podría ser recuperable en el período establecido por el convenio de suministro de gas si el nivel de generación aumenta antes del año 2008.

En la actualidad, TermoAndes S.A. y Tecpetrol se encuentran discutiendo varios materias en un procedimiento de arbitraje seguido ante el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional. La obligación Take or Pay ha sido incluida en el arbitraje a través de una reconvencción por la cual TermoAndes S.A. ha demandado a los vendedores dar cumplimiento a la cláusula NMF.

Durante el año 2004, no se registraron créditos adicionales de Take or Pay, dado que Tecpetrol no pudo suministrar el gas que TermoAndes S.A. requirió para la generación durante dicho año.

## **ii) Disputas referentes a la moneda en que se realizan los pagos bajo el contrato de suministro:**

A pesar de que el precio establecido en el convenio de suministro de gas fue originalmente en dólares de los Estados Unidos, después de la entrada en vigencia de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen de Cambio del Gobierno (la "Ley de Emergencia") y sobre la base de sus disposiciones, TermoAndes S.A. paga el precio en pesos a la tasa de 1 dólar de los Estados Unidos = 1 peso argentino sin haberse efectuado ninguna reserva/provisión en exceso de las cantidades efectivamente pagadas. Tecpetrol reclama que TermoAndes S.A. debe pagar en dólares de los Estados Unidos y presentó un reclamo ante la Secretaría de Energía basada en la interpretación amplia de los decretos 689/02 y 1491/02, los cuales establecen disposiciones para la dolarización de los contratos de exportación de gas y energía, respectivamente. TermoAndes S.A. ha rechazado el reclamo efectuando las correspondientes presentaciones. Al mismo tiempo, TermoAndes S.A. ha estado negociando con Tecpetrol dentro del marco de las disposiciones establecidas en la Ley de Emergencia. Sin embargo, dichas negociaciones no han tenido éxito a esta fecha.

Aún cuando la Ley de Emergencia establece que los contratos pesificados deberán ser ajustados por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, o "CER", Tecpetrol no ha facturado o reclamado la aplicabilidad de dicho concepto. Independientemente de lo anterior, TermoAndes S.A. ha efectuado una provisión por el CER desde el 1 de enero de 2004.

El 30 de enero de 2004, TermoAndes S.A. fue notificado de que Tecpetrol S.A., Mobil Argentina S.A. y Compañía General de Combustibles, presentaron una demanda ante la Cámara de Comercio Internacional solicitando la re-dolarización de los precios del gas. TermoAndes S.A. respondió el 10 de junio de 2004 con una demanda reconvenccional relacionada con: (i) el incumplimiento de los proveedores con respecto a la cláusula de la nación más favorecida, (ii) la modificación unilateral del punto de inyección de gas por parte de los proveedores, (iii) las obligaciones de suministrar las cantidades contratadas, y (iv) la capacidad de TermoAndes S.A. para revender el gas no consumido. El 12 de mayo de 2004, las demandantes respondieron a la reconvencción de TermoAndes S.A. y con fecha 26 de noviembre de 2004 el caso fue presentado al tribunal de arbitraje para la determinación de los términos de referencia (acto de misión).

En el mes de junio de 2004, TermoAndes S.A. notificó a los productores que a partir del 11 de mayo de 2004 incrementaría sus pagos de gas para reflejar el nuevo precio del gas para el mercado argentino del noroeste, en conformidad con los lineamientos de ENARGAS y la Secretaría de Energía de acuerdo a la resolución 208/04 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones Públicas y Servicios. Esto implicó un incremento del 40,01% en el precio del gas a mayo de 2004, y un incremento adicional del 18,33% a partir del 1 de octubre de 2004.

**iii) Restricciones al suministro de gas:**

Como consecuencia de una serie de factores, incluyendo la falta de inversión por parte de los productores de gas natural en los últimos años y un rápido incremento en el consumo de gas natural, a principios del año 2004, el Poder Ejecutivo argentino autorizó a la Secretaría de Energía de la República Argentina a implementar medidas para garantizar el suministro de gas natural a ciertos usuarios mediante la emisión del Decreto N° 180/04 del 13 de febrero de 2004 (el "Decreto 180").

Desde ese momento, las autoridades argentinas han dictado una serie de resoluciones, que con el objeto de garantizar el suministro de gas natural al mercado interno argentino, impusieron restricciones a las exportaciones de gas natural, suministro de gas natural usado para la generación eléctrica de exportación y servicios de transporte de gas natural de exportación.

El 17 de junio de 2004, la Secretaría de Energía de Argentina emitió la Resolución N° 659/04 que aprobó el "Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural". Esta Resolución instruye a los proveedores de gas, inyectar volúmenes de gas adicionales para el mercado interno y si la inyección de volúmenes de gas adicionales afecta a las cantidades de gas a ser exportadas, los proveedores tienen la posibilidad de reemplazar dicho gas exportado por fuentes de energía equivalentes. Además, la Resolución 659/04 estableció restricciones adicionales para las exportaciones de gas desde la Cuenca Norte, por la cual, la Secretaría de Energía también aplicó dicha restricción al consumo de gas de TermoAndes S.A.

Este escenario resultó en una reducción al gas suministrado a TermoAndes S.A., provocando ocasionales reducciones de generación. Las restricciones fueron parcialmente compensadas por contratos de suministro de gas de corto plazo y la compra de gas en el mercado \$pot.

Para mitigar los efectos de las restricciones del suministro de gas, en el mes de marzo de 2004, TermoAndes S.A. habilitó el sistema alternativo de generación eléctrica con combustible líquido (gasoil), que permite continuar con las operaciones aún en el caso de interrupciones de gas, evitando así la pérdida de los pagos por potencia firme.

TermoAndes S.A. tomó todos los recaudos legales posibles para ello, de manera de desafiar las restricciones que pesaban sobre su suministro de gas dado que TermoAndes S.A. consideró que fue objeto de un trato discriminatorio e irracional que perjudicó sus derechos constitucionales de imparcialidad, racionalidad y propiedad.

**a.4 Contrato de transporte en firme de Gas Natural**

TermoAndes S.A. y Transportadora de Gas del Norte (TGN) suscribieron un contrato de transporte en firme de gas natural por un período de diecisiete años con vigencia a partir del 15 de enero de 1999. El precio pactado por el servicio de transporte está compuesto por una tarifa regulada y una contribución adicional. La tarifa a ser aplicada al servicio de transporte en firme de gas natural corresponde a la tarifa aplicable al mercado local y está sujeta a modificaciones derivadas de las normas tarifarias aprobadas por el ENARGAS. Todos los conflictos que TermoAndes mantenía con TGN respecto de la aplicación del contrato fueron resueltos en el mes de enero del 2005, y los acuerdos respectivos tendrán vigencia a partir del 1 de enero del presente año. Entre otros, las partes acordaron extender la vigencia del contrato de transporte en tres años, por lo que tendrá vigencia hasta el 14 de enero del año 2019. Asimismo, las partes se desistieron y renunciaron expresamente a todo reclamo surgido con anterioridad al mes de enero de 2005.

**b) Obligaciones contingentes asociadas con Chivor S.A. E.S.P. en Colombia****b.1 Emisión de Bonos y Convenio de Crédito Colombiano**

El 30 de noviembre de 2004, Chivor S.A. E.S.P. completó un refinanciamiento de US\$ 253 millones. Como parte del refinanciamiento, Chivor S.A. E.S.P. completó la venta de US\$ 170 millones de Bonos Garantizados Senior al 9,75% con vencimiento en 2014. Chivor S.A. E.S.P. también cerró una línea de crédito bancaria local en pesos colombianos por aproximadamente US\$ 83 millones con un vencimiento a 7 años. Chivor S.A. E.S.P. utilizó el producto neto de los Bonos Chivor S.A. E.S.P. conjuntamente con el producto neto de la línea de crédito bancaria y el efectivo disponible de Chivor S.A. E.S.P., para pagar en forma íntegra la línea de crédito sindicada de Chivor S.A. E.S.P. de aproximadamente US\$ 260 millones.

Tanto la emisión de bonos como la línea de crédito sindicada local se encuentran garantizados por: (a) un convenio fiduciario onshore por el cual los ingresos de Chivor S.A. E.S.P. que se originan en la generación y comercialización de energía eléctrica son administrados y mantenidos en fideicomiso para garantizar el pago, y (b) una prenda sobre la totalidad de las acciones de Chivor S.A. E.S.P. de propiedad de Energy Trade and Finance Corporation y del Gerente General de Chivor S.A. E.S.P.

#### Bonos:

Adicionalmente a las garantías provistas según se indica más arriba, Chivor S.A. E.S.P. ha acordado abrir una Cuenta de Reserva de Intereses que ha sido fondeada al cierre del refinanciamiento. Dicha reserva debe ser igual, en cualquier tiempo, al siguiente pago de intereses programado. La cuenta puede ser fondeada con efectivo o con una o más cartas de crédito. Al cierre, AES Gener S.A. proveyó una carta de crédito Stand-by emitida por Citibank Chile para ese fin.

Entre los principales compromisos financieros, debería tenerse presente que para que la Compañía incurra en endeudamiento adicional que exceda ciertos límites, y con el objeto de efectuar pagos restringidos, la cual incluye pagos de dividendos, la relación de cobertura de intereses de la Compañía debe ser 2.25:1 o superior, en tanto que la deuda total a la relación EBITDA debe ser 3.80:1 o superior.

Los bonos no pueden ser objeto de un prepago anticipado. No obstante, si la Compañía deposita con el agente fiduciario de los tenedores de bonos una cantidad igual al monto total de capital más la totalidad de los intereses a devengarse durante el tiempo de vigencia de los bonos y luego del cumplimiento de exigencias adicionales, algunas de las obligaciones de la Compañía serán considerados como cumplidos.

#### Convenio de Crédito Colombiano:

El Convenio de Crédito Colombiano impone sobre Chivor S.A.E.S.P. principalmente los siguientes compromisos operacionales y financieros:

- \* Mantención de una relación de deuda financiera a flujo de caja libre de 5.25:1 o inferior para 2005;
- \* Mantención de una relación de deuda financiera a flujo de caja libre de 4.25:1 en 2006 y de allí en adelante;
- \* Mantención de una relación de EBITDA (según se establece en el Convenio de Crédito Colombiano) a relación de cobertura de servicio de deuda de 1.20 o superior; y
- \* Mantención de una relación de cobertura de servicio de deuda de flujo de caja libre más efectivo disponible al final del período respectivo menos dividendos no pagados pero autorizados a servicio de deuda de 1.10 o superior.

#### b.2 Procedimientos judiciales

1) Al 15 de octubre de 2002, una demanda fue presentada contra Chivor S.A. E.S.P. y Emgesa S.A.E.S.P. por la inundación de zona de cultivos de arroz en el Río Meta. Los propietarios de parcelas de tierra y cultivos han alegado que Chivor S.A. E.S.P. y Emgesa causaron daños a sus tierras a través de derrames realizados por ambas sociedades. El valor total de la demanda es MCol\$ 3.500.000 (M\$ 816.362 - MUS\$ 1.465). Una decisión judicial debería tomar aproximadamente cuatro años en dictarse. Una decisión definitiva puede tomar aproximadamente ocho años en ser emitida. Al 31 de diciembre de 2004, se efectuó una provisión por MCol\$ 350.000 (M\$ 81.636 - MUS\$ 146).

2) El Sr. José Bermejo junto con otros 46 demandantes iniciaron una acción de grupo contra Chivor y EMGESA S.A. ESP (generador local) por supuestos daños causados a parcelas de tierra y cultivos entre mayo de 2002 y mayo de 2004. El monto reclamado al 31 de diciembre de 2004 es de MCol\$ 2.100.000 (M\$ 489.817 - MUS\$ 879). Sin perjuicio de ello, cabe aclarar que de conformidad con el derecho colombiano más demandantes pueden unirse a esta demanda y como resultado de ello, el monto reclamado podría incrementarse. Una decisión definitiva de esta controversia podría ser emitida en el 2008. Al 31 de diciembre de 2004, se efectuó una provisión por MCol\$ 210.000 (M\$ 48.982 - MUS\$ 86).

### b.3 Impuesto a la Industria y el Comercio

El 25 de marzo de 2004, la Municipalidad de Almeida desestimó las alegaciones de Chivor S.A. E.S.P. en un recurso de reconsideración contra una multa de MCol\$ 16.690.000 (M\$ 3.892.882 - MUS\$ 6.984) impuesto a la Compañía por la pretendida falta de cumplimiento con sus obligaciones consistentes en la presentación de una declaración de impuestos de Industria y el Comercio ("ICA") por los años 1998 - 2002. Chivor S.A. E.S.P. ha presentado y pagado en forma debida y oportuna todas las cantidades correspondientes. Como consecuencia de ello, la administración de la Compañía cree que las probabilidades de una decisión adversa sea emitida en esta materia son remotas, sobre la base de la opinión de la administración y los asesores legales.

Con fecha 1 de abril de 2004 fueron iniciados procedimientos judiciales en contra de las resoluciones que imponen las sanciones que se indican más arriba, en cualquier caso, un dictamen definitivo no será emitido hasta 2009 ó 2010.

Al 31 de diciembre de 2004, la Compañía no ha efectuado una provisión por esta obligación contingente.

## c) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

### c.1 Suministro de gas

La Resolución 265/2004 de la Secretaría de Energía y Disposición 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles de la República de Argentina, que más tarde fue reemplazada por Resolución 659/2004 de la Secretaría de Energía, basadas en incumplimiento por parte de los productores a obligaciones de abastecimiento al mercado interno argentino, entre otras cosas, ordenan inyecciones adicionales a dicho mercado, a ser efectuadas por los productores exportadores de gas. Los proveedores de gas de la Central Nueva Renca declararon que las órdenes de inyección resultan causales de fuerza mayor bajo el contrato, y redujeron el suministro de gas en el orden del 30% al 70% durante algunos días del primer semestre del año 2004. Sociedad Eléctrica Santiago S.A. rechazó esta declaración de fuerza mayor argumentando que las causales invocadas no resultan ajenas al accionar de los productores, ni son imprevisibles e inevitables, al contar ellos con medios alternativos de inyectar el gas adicional solicitado para el mercado local y cumplir con el contrato de suministro.

El 13 de julio de 2004, AES Gener S.A., conjuntamente con Sociedad Eléctrica Santiago S.A., presentaron una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional contra los miembros del Consorcio Sierra Chata conforme lo informado en la letra c.11 del punto 2).

### c.2 Derechos de aduana diferidos

Sociedad Eléctrica Santiago S.A. ha registrado en cuenta de orden, derechos de aduana diferidos iguales a aproximadamente el 11% del capital y los intereses que se originan en la importación de bienes de capital para la construcción de la Central Nueva Renca. En conformidad con la legislación chilena, los créditos por derechos de aduana son aplicables si los bienes que son producidos son exportados. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las obligaciones contingentes por derechos de aduana diferidos netas del beneficio antes mencionado contabilizaban M\$ 2.168 (MUS\$ 4) y M\$ 1.186.085 (MUS\$ 1.901).

### c.3 SEC y Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

1) El 12 de enero de 2000, la SEC formuló cargos contra Sociedad Eléctrica Santiago S.A., alegando que ella no había efectuado los descuentos aplicables que resultaban de deficiencias de energía durante los períodos en los cuales el Decreto de Racionamiento N° 287 estuvo vigente. El 28 de enero de 2000, Sociedad Eléctrica Santiago S.A. respondió a los cargos formulados por la SEC, pero hasta la fecha no ha recibido respuesta. En el evento que la respuesta de Sociedad Eléctrica Santiago S.A. sea rechazada, una multa puede ser aplicada, la cual podrá entonces ser apelada.

En la opinión de la Compañía, los cargos presentados por la SEC contra Sociedad Eléctrica Santiago S.A. carecen de fundamento legal. Sin embargo, la Compañía no puede predecir el resultado del procedimiento. Ninguna provisión ha sido establecida con respecto a esta obligación contingente al 31 de diciembre de 2004.

2] En conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 737 de fecha 26 de abril de 2000, la SEC multó a Sociedad Eléctrica Santiago S.A. en 200 UTA (M\$ 72.739 [MUS\$ 130]) por la pretendida falta de cumplimiento con su deber de conservar la seguridad y continuidad del servicio como consecuencia de un apagón del sistema que afectó al SIC el 14 de julio de 1999. El 5 de mayo de 2000, Sociedad Eléctrica Santiago S.A. presentó un recurso de reposición, alegando que dicha multa carecía de fundamento legal. La SEC no ha emitido una resolución con relación al recurso de reposición hasta esta fecha. Como consecuencia de ello, el pago de la multa ha sido suspendido temporalmente.

En la opinión de la Compañía, los cargos presentados por la SEC contra Sociedad Eléctrica Santiago S.A. carecen de fundamento legal. Sin embargo, la Compañía no puede predecir el resultado del procedimiento. Ninguna provisión ha sido establecida con respecto a esta obligación contingente al 31 de diciembre de 2004.

#### **c.4 Garantías otorgadas**

Sociedad Eléctrica Santiago S.A. tiene contratos de transporte vigentes con Transportadora de Gas del Norte S.A., GasAndes Argentino S.A. y GasAndes S.A., los cuales contemplan dos garantías:

a) Una garantía básica para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones la cual no es necesario otorgar siempre que una Clasificación de Grado de Inversión, según se define en los contratos, sea mantenida por Sociedad Eléctrica Santiago S.A. En caso contrario, Sociedad Eléctrica Santiago S.A. deberá otorgar una garantía bancaria por un monto igual a un año de servicio de transporte a firme de gas natural. Por ello, en tanto que Sociedad Eléctrica Santiago S.A. tenga una clasificación de grado de inversión "A" otorgada por dos agencias de clasificación de riesgo locales registradas ante la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, dicho requerimiento estaría satisfecho. Si Sociedad Eléctrica Santiago S.A. pierde su Clasificación Grado de Inversión, la garantía bancaria antes mencionada debe ser emitida.

b) En el evento que sean requeridos servicios de transporte para abastecer una nueva central, una garantía adicional deberá ser otorgada, a través de la emisión de una garantía bancaria equivalente al 10% del valor presente del contrato de transporte. Este requisito será ignorado si la Compañía mantiene una clasificación grado de inversión "A" en la forma prevista más arriba.

Durante el mes de junio de 2004, una agencia de clasificación de riesgo redujo la clasificación de solvencia y garantía de Sociedad Eléctrica Santiago S.A. de "A-" a "BBB+", argumentando que la sociedad tiene un mayor nivel de exposición al riesgo debido a las restricciones del gobierno argentino a los abastecimientos de gas natural a Chile, según se ha analizado más arriba.

El 24 de noviembre de 2004, Sociedad Eléctrica Santiago S.A. tomó boletas de garantía no endosables, por un monto total de M\$ 1.798.438 [MUS\$ 3.226] para ser entregadas a Gasoducto GasAndes S.A. como caución del cumplimiento de las obligaciones asumidos en los contratos de transporte de gas natural vigentes con este transportista.

#### **c.5 Compromisos financieros**

Sociedad Eléctrica Santiago S.A. debe cumplir trimestralmente con los siguientes indicadores financieros establecidos en su contrato de emisión de bonos, inscrita en el Registro de Valores de Chile bajo el N° 214, calculados en base a sus estados financieros no consolidados:

- Los activos libres de gravámenes deben ser iguales al menos al 125% de los pasivos exigibles no garantizados;
- El nivel de endeudamiento no puede ser superior a 1,75 veces el patrimonio más el interés minoritario;
- El patrimonio mínimo no puede ser inferior a UF 2 millones (aproximadamente M\$ 34.634.100 [MUS\$ 62.135]); y
- No pueden venderse "Activos Esenciales" que representen más del 40% de los activos totales, sin la autorización previa de la Junta de Tenedores de Bonos.

El 31 de diciembre de 2004, Sociedad Eléctrica Santiago S.A. se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

**c.6 Derechos de exportación de Gas Argentino**

Los proveedores de gas natural de Sierra Chota han notificado su intención de transferir a Sociedad Eléctrica Santiago S.A. el derecho de exportación del 20% legislado recientemente por las autoridades argentinas en el decreto 645/04. Sociedad Eléctrica Santiago S.A. ha rechazado esta medida, argumentando que el derecho no es aplicable de conformidad con los términos de su contrato de suministro de gas natural existente. Sociedad Eléctrica Santiago S.A. adoptará todas las medidas a su alcance con el objeto de asegurarse que el traspaso de este derecho no ocurra. Al 31 de diciembre de 2004, Sociedad Eléctrica Santiago S.A. ha efectuado provisiones por M\$ 809.692 (MUS\$ 1.453).

**d) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Energía Verde S.A.****Derechos de aduana diferidos**

Al 31 de diciembre de 2004, un pasivo contingente existe con relación a derechos de aduana diferidos asociados con un plan de pagos diferidos, que totaliza M\$ 78.248 (MUS\$ 140) en 2004 y M\$ 186.783 (MUS\$ 307) en 2003, los cuales se originaron en la importación de bienes de capital para la construcción de la central de San Francisco de Mostazal. Este pasivo permanecerá en efecto hasta que sea compensado, de conformidad con las disposiciones de la Ley N° 18.634, a través del castigo de pagos de amortización en un plazo de 7 años. Energía Verde S.A. tiene contratos de procesamiento de vapor con sociedades de exportación y como tal tiene derecho a usar estos beneficios tributarios.

**e) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Norgener S.A.****e.1 Derechos de aduana diferidos**

La Sociedad hará uso de la franquicia que le otorga la ley N° 18.634/87, los que se encuentran registrados en cuentas de orden, por lo que se espera no efectuar desembolsos por este concepto. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, estos derechos ascienden a M\$ 21.727 (MUS\$ 37) y M\$ 197.074 (MUS\$ 324), respectivamente.

**e.2 Crédito con Banco de Chile**

El 26 de noviembre de 2004, Norgener S.A. pagó el crédito que mantenía con el proveedor Mitsubishi, por la construcción de la Unidad N° 2, que ascendía a MUS\$ 29.000, dicho prepago se realizó con la obtención de una línea de crédito bancaria por MUS\$ 29.000. Este refinanciamiento permitió a Norgener S.A. reducir sus gastos por intereses y extender en dos años (hasta 2009) el vencimiento final de sus obligaciones. La prenda de la Unidad 2 de la Central, a favor de Banco de Chile permanece sin variación.

**e.3 Restricciones financieras**

Norgener S.A. debe dar cumplimiento a los siguientes compromisos financieros establecidos en el convenio de crédito con Banco de Chile, calculados sobre la base de sus estados financieros no consolidados:

- Activos corporales netos no inferiores a M\$ 7.000.000 (MUS\$ 12.558).
- Máxima deuda financiera inferior a M\$ 22.296.000 (MUS\$ 40.000).
- Patrimonio neto menos cuentas por cobrar empresas relacionadas, más ingresos por devengar C/P y L/P indemnización Escondida, no inferior a UF 7.380.000 (M\$ 127.799.829) (MUS\$ 229.279).

Al 31 de diciembre de 2004, Norgener S.A. se encontraba en cumplimiento con los compromisos señalados más arriba.



#### f) Otros

Como resultado de restricciones impuestas por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING), por motivos de seguridad de suministro, la planta de ciclo combinado de TermoAndes ha visto limitado su despacho a una fracción de su capacidad de generación. La eventual relajación de estas restricciones a futuro permitirá un mayor despacho, pero éste podrá estar limitado por la sobreoferta de energía en el Norte Grande. Como resultado de lo anterior, TermoAndes, InterAndes y las instalaciones de Transmisión en el norte de Chile pertenecientes a AES Gener S.A. y que están relacionadas con la importación de energía desde Argentina, se han visto afectadas negativamente. En el caso de las inversiones en Colombia, fundamentalmente Chivor, éstas se han visto afectadas por cambios regulatorios que han reducido sus ingresos, así como limitaciones en el precio de la electricidad y bajo crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

### 5) CAMBIO EN EL RÉGIMEN MONETARIO Y DEVALUACIÓN DEL PESO ARGENTINO

En el mes de enero de 2002, el Congreso de Argentina dictó la Ley N° 25.561 ("Ley de Emergencia") la cual declaró el estado de emergencia económica por un período de un año, renovable por períodos iguales. La última renovación fue resuelta por la Ley N° 25.972, promulgada el 15 de diciembre de 2004, la cual prorogó la emergencia económica hasta el 31 de diciembre de 2005.

Entre otras medidas, la Ley de Emergencia derogó la convertibilidad del peso argentino en dólares de los Estados Unidos a la tasa de 1 a 1, y los compromisos contractuales que establecían precios en dólares de los Estados Unidos o con cláusulas de reajuste en dólares de los Estados Unidos.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía implementó tres resoluciones, las cuales modificaron las condiciones de operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Estas resoluciones son: [a] la Resolución SE 2/02, que convirtió a pesos las obligaciones denominadas en monedas extranjeras establecidos en los procedimientos para la Programación, Despacho de Carga y Cálculo de Precios; [b] la Resolución SE 240/03, que estableció un techo para el precio de mercado de oportunidad; y [c] la Resolución SE 406/03, que modificó las condiciones de cobro relacionadas con el suministro de la energía eléctrica. No obstante, dado que la central Salta no está conectado al MEM, estas medidas no afectan a TermoAndes S.A.

La evolución de la crisis económica argentino puede exigir que el gobierno modifique algunas medidas o que emita reglamentaciones adicionales.

### 6) SITUACION POLÍTICA Y ECONÓMICA EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

La economía de la República Dominicana ha experimentado un bajo crecimiento económico y un aumento en la devaluación e inflación como consecuencia de una serie de factores que incluyen las políticas macroeconómicas del gobierno, una mayor carga tributaria sobre el sector privado y un mayor precio internacional de los combustibles. Asociado con este vuelco negativo económico general, el sector eléctrico ha experimentado importantes problemas tales como desmedro tarifario, elevadas pérdidas de energía, problemas de cobranza y deficiente calidad de servicio. El 16 de mayo de 2004, el candidato del Partido de Liberación Dominicana, el partido responsable por la privatización del sector eléctrico en la República Dominicana durante el período 1996 - 2000, fue elegido presidente. El nuevo presidente asumió sus funciones el 16 de agosto de 2004, y ya ha recibido una propuesta de parte de los principales inversionistas del sector eléctrico para resolver muchos de los problemas críticos que enfrenta el sector. Este plan incluye medidas para resolver pérdidas operacionales, implementar mejoras reglamentarias, introducir tarifas eléctricas sustentables, obtener apoyo financiero multilateral y mejorar la calidad de los servicios, entre otras. Itabo ha evaluado la recuperabilidad del valor de sus activos fijos en conformidad con las exigencias establecidas en el Boletín Técnico N° 33 de la Asociación de Contadores de Chile. Como consecuencia de esta evaluación, ningún ajuste ha sido determinado que afecte los valores libro de los activos fijos de Itabo. El valor contable de la inversión en C.G.E Itabo S.A. se muestra en Nota 5.

**Garantías directas (en M\$)**

Acreedor de la garantía	Deudor	Tipo de garantía	Activos comprometidos	Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros		Liberación de garantías						
				Valor contable	de pago a la fecha de cierre de los estados financieros		2005	Activos	2006	Activos	2007	Activos
					2004	2003						
Bank of America	AES GENER S.A.	-	P.T	-	-	13.989.244	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank	AES GENER S.A.	-	Prenda Acciones/Activos Fijos	333.838.527	43.007.214	-	3.375.261	26.199.292	8.405.901	65.247.862	31.226.051	242.381.353
Obligaciones con el público	CHIVOR	Filial	Garantía Acciones/Activos Fijos	325.495.418	94.736.000	-	-	-	-	-	-	-
Sindicato de Bancos	CHIVOR	Filial	Garantía Acciones	188.828.226	46.961.693	-	5.442.410	20.980.915	7.256.547	27.974.554	7.256.547	27.974.554
Sindicato de Bancos	CHIVOR	Filial	Garantía Acciones/Activos Fijos	-	-	172.611.722	-	-	-	-	-	-
Bank of America	CHIVOR	Filial	Garantía	-	-	30.420.250	-	-	-	-	-	-
APN AWRG	ETPC	Filial	Avál	-	-	2.434.580	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank	Gener Argentino	Filial	Prenda Acciones	-	-	92.144.349	-	-	-	-	-	-
Banco Frances Uruguay	TermaAndes e InterAndes	Filial	Prenda Activos Fijos	-	-	92.144.349	-	-	-	-	-	-
Morgan Stanley Group	ETPC	Filial	Avál	-	-	663.091	-	-	-	-	-	-
BCI y Scalfitbank	EVSA	Filial	Prenda Acciones/Activos Fijos	-	-	14.627.482	-	-	-	-	-	-
Bank Boston	AES GENER S.A.	-	Stand-By Depósito a plazo	1.029.219	-	1.029.219	-	-	-	-	-	-
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	AES GENER S.A.	Coligada	STAND-BY Depósito a plazo	608.112	-	608.112	-	-	-	-	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	AES GENER S.A.	Coligada	STAND-BY Depósito a plazo	1.724.967	-	1.724.967	-	-	-	-	-	-
Banco de Chile	NORGENER	Filial	Garantía Activos Fijos	55.597.125	15.164.600	10.707.556	3.222.920	11.119.425	3.222.920	11.119.425	3.222.920	11.119.425
Enami	ESSA	Filial	Boleta	-	55.742	60.865	55.742	-	-	-	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	ESSA	Coligada	-	-	48.679	-	-	-	-	-	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	ESSA	Coligada	-	-	1.694.019	-	-	-	-	-	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	ESSA	Coligada	-	-	55.742	-	-	-	-	-	-	-
Banco Chile	AES GENER S.A.	-	Pagare	-	2.268.373	-	2.268.373	-	-	-	-	-
Fisco Chile	AES GENER S.A.	-	Letra	-	46.097	-	46.297	-	-	-	-	-
Banco Citibank	AES GENER S.A.	-	STAND-BY	-	5.389.361	-	5.389.361	-	-	-	-	-

**Garantías indirectas (en M\$)**

Acreedor de la garantía	Deudor	Tipo de garantía	Activos comprometidos	Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros		Liberación de garantías						
				Valor contable	de pago a la fecha de cierre de los estados financieros		2005	Activos	2006	Activos	2007	Activos
					2004	2003						
Banco Bilbao Vizcaya (España)	GASANDOS	Coligada	Garantía	-	1.421.370	2.921.496	752.490	-	668.882	-	-	-

## NOTA 15 - CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

De acuerdo a lo expresado en Nota 2 a) AES Gener S.A. consolidó sus estados financieros con los de sus sociedades filiales en las cuales tiene participación minoritaria en otras sociedades. Al cierre de cada ejercicio, la participación de los accionistas minoritarios es la siguiente:

Otorgador de la garantía	Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros	
	2004	2003
	M\$	M\$
Boleta de garantía contrato de operación cancha de carbón por US\$ 200.000	111.480	121.729
Boleta de garantía asignación fondos de administración por unidad de negocios	7.000	7.329
Boleta de garantía por servicios de vigilancia	-	5.056
Boleta de garantía entregada por Babcock Brixton S.A. por trabajos en central Ventanas	-	10.250
Boleta de garantía por trabajos de mantención en central Ventanas	3.526	15.375
Boleta de garantía de PAROT Y CIA. LTDA. por servicios de aseo	5.700	-
Boleta de garantía de Oyaneder y Cia.	-	5.343
Boleta de garantía de mantención, aseo de áreas verdes y otros.	-	4.293
Boleta de garantía compra repuesto respaldo seriedad en adquisición de repuesto	9.116	9.344
Boleta de garantía por traslado Turbina a gas desde Minera El Indio IV Región	-	104.232
Garantía interco SIC-SADI	17.860	-
Boleta de garantía transportes Meneses y Diaz	8.500	-
Boletas garantías Andes IT servicio mesa ayuda, data center, administración red, operación telecomunicaciones y mantención de los sistemas	24.918	-
Boleta de garantía ALTIMEC LTDA	7.200	-
Otras boletas de garantía menores	10.914	23.165
Fiel cumplimiento contratos aseo, vigilancia y otros	10.942	8.318
Garantía contratista	-	1.025
Puente Alto Ingeniería y Servicios	4.329	4.336
Garantía, Cta. Corriente Mercantil Inversiones Cachagua Ltda.	-	178.929.857
<b>TOTAL</b>	<b>221.485</b>	<b>179.249.652</b>

## NOTA 16 - INGRESOS DE LA EXPLOTACIÓN

Este rubro corresponde mayoritariamente a ventas de energía y potencia realizados en el mercado interno y externo, y su detalle es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
<b>Clientes</b>		
Ventas a Chilectra S.A.	96.574.642	89.224.838
Ventas a Chilquinta S.A.	51.245.059	35.371.288
Ventas Minera Escondida Ltda.	48.208.604	53.888.964
Ventas CDEC	30.045.411	15.825.727
Ventas a Interconexión Eléctrica S.A. ISA (Colombia)	25.037.747	30.183.632
Ventas por contratos (Colombia)	41.576.508	40.203.190
AGC Servicio de regulación de frecuencia	6.683.738	10.243.725
Ventas de energía y potencia a otros clientes (1)	56.796.233	65.974.402
Ventas de combustible, asesoría y otros (2)	34.644.566	30.474.422
<b>Total</b>	<b>390.812.508</b>	<b>371.390.188</b>

(1) Las ventas de energía y potencia a otros clientes, corresponden a las efectuadas a Empresa Eléctrica Puyehue S.A., Compañía Minera Disputados de las Condes, Cementa Palpaico S.A., y otros.

(2) Con fecha 1 de julio de 2004, Minera Escondida Limitada pagó a AES Gener S.A. y Norgener S.A. la suma de US\$ 15 millones y US\$ 25 millones respectivamente, de los cuales: a) US\$ 10 millones corresponden a la remuneración por el uso de las instalaciones de transmisión de propiedad de esta Compañía durante el periodo comprendido entre el año 1999 hasta el 30 de junio de 2004, b) US\$ 5 millones por el derecho de Minera Escondida Limitada a conectarse a la Subestación Nueva Zaldívar desde el 1 de julio de 2004 hasta 31 de diciembre del 2015. El pago de US\$ 10 millones, por tratarse de servicios ya prestados, fueron reconocidos en el presente ejercicio con su consecuente abono a resultados, en cuanto al tratamiento contable de los ingresos de la letra b) precedente, serán reconocidos linealmente desde el año 2004 hasta el año 2015, correspondiente al nuevo plazo de vigencia de los contratos y c) US\$ 25 millones serán reconocidos desde julio 2004 a diciembre 2015, en base al suministro contratado.

El suministro de energía y potencia a clientes regulados en Chile, se rige sobre la base de contratos vigentes para el periodo y los precios de venta corresponden a los fijados en resoluciones y decretos tarifarios del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

En Chile, Argentina y Colombia, los contratos con clientes no regulados, se rigen por precios libremente pactados por las partes. Asimismo, las ventas realizadas en el mercado spot, se rigen por los precios de mercado vigentes en los respectivos países.

El rubro incluye energía, potencia, peajes y otros, suministrados y no facturados, por un total de M\$ 25.934.332 en 2004 y M\$ 23.845.795 en 2003. Estos valores se encuentran incluidos en el rubro Deudares por ventas al 31 de diciembre de 2004 y 2003 respectivamente.

NOTA 17 - OTROS INGRESOS Y EGRESOS FUERA DE EXPLOTACIÓN

El rubro Otros Ingresos fuera de la explotación incluye los siguientes conceptos:

	2004 M\$	2003 M\$
Venta de activos fijos	4.787.472	616.545
Fee garantía Gasoducto GasAndes	947.320	354.981
Utilidad contratos forward	430.821	202.366
Condonación deuda TermoAndes	-	178.643
Intereses percibidos por clientes	21.867	-
Reverso renta presuntiva filial Chivor	1.162.026	-
Utilidad en venta inversión empresa relacionada (Carbones del Cesar)	1.299.227	-
Otros	954.120	1.593.555
<b>Total otros ingresos fuera de la explotación</b>	<b>9.602.853</b>	<b>2.946.090</b>

El rubro Otros egresos fuera de la explotación incluye los siguientes conceptos:

	2004 M\$	2003 M\$
Amortización valores intangibles	229.057	204.762
Amortización descuentos y gastos de colocación de deuda (Ver Nota 8)	5.576.128	2.948.660
Impuestos sobre remesas de intereses	1.007.252	568.986
Provisión premio eventual bono convertible	2.249.276	460.798
Pensiones complementarias y beneficios post-jubilatorios	949.019	1.425.429
Gastos de estudios	427.393	2.665
Pérdida en forwards y swaps	5.414.917	1.622.324
Provisión swap TermoAndes e InterAndes	-	1.463.586
Provisión (y ajuste) de retiro de materiales, activos fijos y retiros varios	225.502	4.129.823
Provisión juicio CORDEX	1.282.020	-
Provisión pérdida venta Carbones del Cesar	-	393.529
Otros egresos fuera de la explotación	1.141.350	2.948.424
<b>Total otros egresos fuera de la explotación</b>	<b>18.501.914</b>	<b>16.168.986</b>

## NOTA 18 - COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

El detalle de estos conceptos y su relación porcentual es el siguiente:

	2004		2003	
	M\$	%	M\$	%
<b>Costo variable</b>				
Compra de energía	71.490.086	21	74.833.706	29
Compra de potencia	8.065.400	3	13.094.555	5
Costo uso sistema de transmisión	14.185.620	5	12.270.891	5
Consumo de combustible	75.557.769	26	45.198.596	17
Costo venta combustible	21.096.736	8	18.408.655	7
Otros costos negocio eléctrico	9.545.542	8	6.852.693	3
	<b>199.941.153</b>	<b>71</b>	<b>170.659.096</b>	<b>66</b>
<b>Costo fijo</b>				
Producción de energía (remuneraciones, gastos de mantención y operación)	18.933.509	7	23.407.531	9
Depreciaciones	44.679.343	16	47.130.105	18
<b>Totales</b>	<b>63.612.852</b>	<b>23</b>	<b>70.537.636</b>	<b>27</b>
Costo de la explotación	263.554.005	94	241.196.732	93
Gastos de administración y ventas	17.480.496	6	17.491.364	7
<b>Totales</b>	<b>281.034.501</b>	<b>100</b>	<b>258.688.096</b>	<b>100</b>

Tanto las compras de energía como las de potencia efectuadas a empresas generadoras, se han regido por las disposiciones vigentes en los centros de despacho de cada sistema eléctrico.

La composición porcentual y el detalle del rubro gastos de administración y ventas es el siguiente:

	2004		2003	
	M\$	%	M\$	%
Remuneraciones y beneficios sociales	6.491.936	37	5.440.745	31
Servicios de terceros	3.855.275	22	6.126.259	35
Seguros	2.286.555	13	2.817.381	16
Sistemas y comunicaciones	793.978	5	1.139.447	7
Patentes, impuestos y contribuciones	1.645.498	9	1.189.005	7
Otros	2.407.254	14	778.527	4
<b>Totales</b>	<b>17.480.496</b>	<b>100</b>	<b>17.491.364</b>	<b>100</b>

## NOTA 19 - INTERÉS MINORITARIO

De acuerdo a lo expresado en la Nota 2 d) AES Gener S.A. consolidó sus estados financieros con los de sus sociedades filiales en las cuales tiene participación minoritaria en otras sociedades. Al cierre de cada ejercicio, la participación de los accionistas minoritarios es la siguiente:

Filiat	Porcentaje de Interés minoritario		Interés minoritario			
	2004	2003	Participación en Patrimonio		Participación en Utilidad (Pérdida)	
	%	%	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
Norgener S.A.	0,01	0,01	-	1	-	-
Energía Verde S.A.	0,01	0,01	1	2	-	-
Chivor S.A. E.S.P. (Colombia)	0,02	0,02	37.766	41.614	343	(2.578)
Sociedad Eléctrico Santiago S.A.	10,00	10,00	6.714.733	6.093.063	(1.252.368)	(714.536)
Servicios de Asistencia Técnica S.A.	0,10	0,10	-	(551)	(1)	(1)
New Caribbean S.A. (República Dominicana)	49,99	49,99	1.835.517	1.059.867	(878.607)	(1.364.442)
PACSA S.A.	2,10	2,10	74.933	74.803	(130)	8.918
Inversiones Termoenergía de Chile Ltda.	0,01	0,01	1.282	(1.301)	-	21
Genergía S.A.	0,01	0,01	877	(910)	-	23
Duke blue Water Islas Caimán	0,01	0,01	12	(8.323)	-	21
Nova Gas Power Limited	0,01	0,01	17	(1)	-	23
<b>Total</b>			<b>8.665.138</b>	<b>7.258.264</b>	<b>(2.130.763)</b>	<b>(2.072.551)</b>

## NOTA 20 - FLUJO DE EFECTIVO

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, no se consideran los flujos de efectivo de la Sociedad Oilgener Inc., y Energen S.A., los cuales fueron autorizados por la Superintendencia de Valores y Seguros para no consolidar con los estados financieros de la matriz (Ver Nota N° 2 d).

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente se compone de los siguientes ítems al 31 de diciembre de:

	2004 M\$	2003 M\$
Disponible	4.749.223	3.498.746
Depósitos a plazo	25.996.519	10.262.304
Valores negociables	1.648.836	4.727.183
Derechos con pacto de retrocompra (Nota 4)	35.155.822	40.099.647
<b>Total</b>	<b>67.550.400</b>	<b>58.587.880</b>

El detalle de otros cargos a resultados que no representan flujo de efectivo al 31 diciembre, es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
Amortización descuento colocación bonos	4.488.009	2.134.530
Amortización gastos deudas	3.974.351	735.641
Impuestos diferidos	12.497.810	4.061.644
Pensiones de jubilación	330.923	284.672
Otros	418.828	57.480
<b>Total</b>	<b>21.709.921</b>	<b>7.273.967</b>

#### NOTA 21 - SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Los saldos con las empresas relacionadas en general, corresponden a transacciones propias del giro de la Sociedad y sus filiales, realizadas de acuerdo con las normas legales en condiciones de equidad en cuanto a plazo se refiere y a precios de mercado.

Con fecha 28 de febrero de 2001 AES Gener S.A. firmó un contrato de cuenta corriente mercantil con Inversiones Cachagua Ltda., cuyos saldos en cuenta corriente eran reajustables en dólares estadounidenses, devengando intereses a Libor a 30 días más un spread, teniendo como vencimiento final el 28 de febrero de 2004.

Con fecha 15 de mayo del 2003 Inversiones Cachagua Ltda. constituyó prenda sobre la totalidad de sus acciones en la compañía en favor de AES Gener S.A. a fin de garantizar el pago íntegro, efectivo y oportuno del saldo definitivo que arroje la cuenta corriente mercantil en su contra, y se obligó a no gravar, enajenar, disponer o celebrar acto o contrato alguno sobre las acciones dadas en prenda e incluye y se extiende, entre otros, al derecho a cobrar y percibir los dividendos y ganancias para aplicarlos al pago de la deuda. Adicionalmente, con fecha 15 de mayo de 2003, se modificó la tasa de interés al 10% anual.

Con fecha 27 de febrero de 2004, fue cancelada en su totalidad el saldo de la cuenta corriente mercantil que Inversiones Cachagua S.A. poseía con AES Gener S.A..

La cuenta por cobrar a Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. corresponde a un anticipo de transporte de gas pagado por Sociedad Eléctrica Santiago S.A.. Este anticipo devenga una tasa de interés del 15% anual pagadero en cuotas mensuales a partir del año 2002 y hasta agosto del año 2009.



**Documentos y cuentas por cobrar**

RUT	Sociedad	Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	33.577	59.965	-	-
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	245.265	259.867	1.234.057	1.347.510
Extranjera	Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	474.824	503.087	1.165.577	1.758.767
Extranjera	C.G.E. Itabo S.A. (República Dominicana)	3.671.431	2.395.692	-	-
77.504.420-9	Inversiones Cachagua Ltda.	-	178.929.857	-	-
Extranjera	Energen S.A.	19.381	10.626	-	-
Extranjera	AES America	-	4.761	-	-
Extranjera	Coastal Itabo Ltd. (República Dominicana)	-	54	-	-
<b>Totales</b>		<b>4.444.478</b>	<b>182.163.909</b>	<b>2.399.634</b>	<b>3.106.277</b>

**Documentos y cuentas por pagar**

RUT	Sociedad	Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	156.531	173.450	-	-
Extranjera	Gener Blue Water	-	103.374	-	-
Extranjera	AES Energy	2.060	-	-	-
Extranjera	Cordex Petroleum Inc.	512.898	525.720	-	-
Extranjera	AES Corp.	792.799	432.108	-	-
Extranjera	Coastal Itabo Ltd. (República Dominicana)	-	3.273	-	-
<b>Totales</b>		<b>1.464.288</b>	<b>1.237.925</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Los principales transacciones son las siguientes:

Sociedad	RUT	Naturaleza de la relación
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada
Inversiones Cachagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista
Inversiones Cachagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista
Inversiones Cachagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista
Inversiones Cachagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista
CDEC-SING Ltda.	77.345.310-1	Coligada
CDEC-SIC Ltda.	77.286.570-8	Coligada
René Cortázar Sanz	5.894.548-K	Director
Estudio Claro y Cia.	79.753.810-8	Empresa Director
Daniel Yarur Elsaco	6.022.573-7	Director
José Joaquín Brunner R.	4.743.522-6	Director de filial
Andrés Sanfuentes Vergara	4.135.157-8	Director de filial
Gabriel del Real C	2.656.956-7	Director de filial
Pedro Lizama Greve	4.328.984-5	Director de filial
Gasoducto GasAndes S.A.	96.721.360-8	Coligada
Gasoducto GasAndes S.A.	96.721.360-8	Coligada
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	Extranjero	Coligada
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	Extranjero	Coligada
Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	Extranjero	Coligada
Itabo S.A.	Extranjero	Coligada

Descripción de la transacción	2004		2003	
	Monto	Efecto en resultados (cargo) abono	Monto	Efecto en resultados (cargo) abono
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía y potencia	504.717	(504.717)	1.090.146	(1.090.146)
Compra de carbón	707.432	(707.432)	-	-
Venta de carbón	3.059.097	2.489.265	6.520.596	6.503.218
Gastos servicios varios	85.321	(85.321)	87.154	(72.324)
Dividendo recibido	779.189	-	-	-
Abono cuenta corriente mercantil	177.078.750	-	30.113.986	-
Intereses devengados cta. cte mercantil	2.454.757	2.454.757	19.631.405	19.631.405
Corrección monetario cta. cte mercantil	731.824	(731.824)	1.815.573	1.815.573
Ganancia de cambio cta. cte. mercantil	859.999	859.999	33.348.914	(33.348.914)
Servicios de coordinación	271.474	(271.474)	341.157	(341.157)
Servicios de coordinación	239.045	(239.045)	265.456	(265.456)
Comité 50 bis. Ley S.A.	32.666	(32.666)	29.903	(29.903)
Servicios recibidos	-	-	80.125	(80.125)
Comité 50 bis. Ley S.A.	32.666	(32.666)	29.903	(29.903)
Honorarios	-	-	3.640	(3.640)
Honorarios	-	-	3.640	(3.640)
Honorarios	16.352	(16.352)	14.582	(14.582)
Honorarios	-	-	5.460	(5.460)
Servicio de transporte de gas	1.944.072	(1.944.072)	2.097.370	(2.097.370)
Interés anticipo	141.835	141.835	179.631	179.631
Servicio de transporte de gas	4.100.398	(4.100.398)	4.176.848	(4.176.848)
Intereses y comisiones	48.249	48.249	354.981	354.981
Anticipo de intereses	179.960	179.960	225.136	225.136
Honorarios de administración	-	-	2.497.721	2.497.721

## NOTA 22 - CONTRATOS DERIVADOS

Tipo Derivado	Tipo de Contrato	Valor del Contrato M\$	Plazo de vencimiento o expiración	Descripción de los Contratos				Valor de la partida Protegida M\$	Cuentas Contables que Afecta			
				Item Especifico	Posición Compra / Venta	Partida o Transacción Protegida Nombre	Monto M\$		Activo/Pasivo		Efecto en resultado	
									Nombre	Monto M\$	Realizado M\$	No realizado M\$
FWD	CCTE	4.317.110	I-2005	US\$	C	Ingresos	3.901.800	3.901.800	Derecho Forward	3.901.800	-	415.310
FWD	CCTE	4.009.395	I-2005	US\$	C	Ingresos	3.623.750	3.623.750	Derecho Forward	3.623.750	-	385.645
FWD	CCTE	4.009.395	I-2005	US\$	C	Ingresos	3.624.725	3.624.725	Derecho Forward	3.624.725	-	384.670
FWD	CCTE	4.010.695	II-2005	US\$	C	Ingresos	3.624.725	3.624.725	Derecho Forward	3.624.725	-	385.970
FWD	CCTE	4.013.165	II-2005	US\$	C	Ingresos	3.624.725	3.624.725	Derecho Forward	3.624.725	-	388.440
FWD	CCTE	3.150.806	I-2005	US\$	C	Ingresos	2.845.527	2.845.527	Derecho Forward	2.845.527	-	305.279
FWD	CCTE	3.947.314	I-2005	US\$	C	Ingresos	3.565.212	3.565.212	Derecho Forward	3.565.212	-	382.101
FWD	CCTE	3.473.156	I-2005	US\$	C	Ingresos	3.136.781	3.136.781	Derecho Forward	3.136.781	-	336.375
FWD	CCTE	3.986.285	II-2005	US\$	C	Ingresos	3.599.631	3.599.631	Derecho Forward	3.599.631	-	386.655
FWD	CCTE	3.486.917	II-2005	US\$	C	Ingresos	3.147.934	3.147.934	Derecho Forward	3.147.934	-	338.982
FR	CCTE	2.158.555	I-2005	US\$	C	Ingresos	1.950.900	1.950.900	Derecho Forward	1.950.900	-	207.655
FR	CCTE	782.730	I-2005	US\$	C	Ingresos	724.620	724.620	Derecho Forward	724.620	-	58.110
FR	CCTE	1.233.660	I-2005	US\$	C	Ingresos	1.115.300	1.115.300	Derecho Forward	1.115.300	-	118.360
FR	CCTE	1.542.075	I-2005	US\$	C	Ingresos	1.393.750	1.393.750	Derecho Forward	1.393.750	-	148.325
FR	CCTE	1.234.060	II-2005	US\$	C	Ingresos	1.115.300	1.115.300	Derecho Forward	1.115.300	-	118.760
FR	CCTE	961.600	II-2005	US\$	C	Ingresos	892.240	892.240	Derecho Forward	892.240	-	69.360
FR	CCTE	1.234.820	II-2005	US\$	C	Ingresos	1.115.300	1.115.300	Derecho Forward	1.115.300	-	119.520
FR	CCTE	598.100	II-2005	US\$	C	Ingresos	557.650	557.650	Derecho Forward	557.650	-	40.450
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	I-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	II-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	II-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-
FR	CCPE	632.538	II-2005	US\$	C	Préstamo US\$	557.400	557.400	Obligación CP	557.400	75.138	-

## NOTA 23 - HECHOS POSTERIORES

### 1.- 7 de enero, 2005

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, la extensión de la oferta de canje de los bonos senior emitidos por la compañía hasta el día 21 de enero de 2005.

### 2.- 11 de enero, 2005

Se informó en carácter de hecho esencial a la SVS las restricciones en el suministro de gas de la central Nueva Renca de propiedad de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A., aplicadas por los proveedores argentinos como consecuencia de las inyecciones adicionales que deben realizar al mercado interno argentino conforme a las Resoluciones 265/04 y 659/04 de la Subsecretaría de Energía de la República Argentina y de las alternativas de la señalada central para enfrentar esta situación.

### 3.- 18 de enero, 2005

Respondiendo el oficio N° 00425 de la SVS, se completó y actualizó la información comunicada como hecho esencial relativa a las restricciones en el suministro de gas natural de la central Nueva Renca.

### 4.- 31 de enero, 2005

Se informó a la SVS el resultado de la oferta de canje de los bonos senior, la que fue aceptada por tenedores por un monto de capital de US\$ 399.645.000, equivalente al 99,91% del total de la emisión.

### 5.- 24 de febrero, 2005

a) Se actualizó la información entregada a la SVS con fecha 18 de enero de 2005 en conformidad a lo señalado en el Oficio N° 425. Se le comunicó a la SVS lo siguiente:

1.- Que los productores del Consorcio Sierra Chata de la Cuenca de Neuquén responsables de abastecer de gas natural a la central Nueva Renca, de propiedad de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A., están aportando energía alternativa al mercado local argentino, de acuerdo a la normativa de ese país (Resolución N° 659/04 de la Secretaría de Energía). Lo anterior, ha permitido al Consorcio Sierra Chata mantener operativo su permiso de exportación de gas natural a nuestro país, no afectando el suministro a la central Nueva Renca, la que se encuentra funcionando con gas natural y a plena carga.

2.- Que considerando este aporte de energía alternativa al mercado local argentino, los costos para la operación de la central Nueva Renca oscienden actualmente US\$ 26.6/MWh, los que se comparan favorablemente con el valor de US\$ 84/MWh informado en la carta del 18 de enero último para la operación con petróleo diesel.

b) Mediante el Dictamen 2-2005, el Panel de Expertos acogió la posición de AES Gener en esa divergencia y decretó que "el cálculo del balance de potencia de punta para los años 2000 a 2003, en lo relativo a la determinación de la demanda de potencia de punta de cada uno de los generadores, se debe realizar aplicando las modificaciones metodológicas incorporadas por la RM 106, a partir del año 2002." Conforme a los cálculos de la compañía, la aplicación del Dictamen 2-2005 implicaría para AES Gener S.A. y Nargener S.A. una devolución de aproximadamente 50% del valor pagado en julio de 2004, valor que será determinado por el CDEC-SING durante el mes de marzo de 2005.

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores Accionistas de  
AES Gener S.A.

Hemos auditado los balances generales consolidados de AES Gener S.A. y Filiales al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y los correspondientes estados de resultados consolidados y de flujo de efectivo consolidado por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la administración de AES Gener S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros consolidados basada en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros del año 2003 de las coligadas Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) y Gasoducto Gasandes S.A. (Argentina) y en los años 2004 y 2003 de la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A.. El valor patrimonial proporcional de la inversión directa de la Sociedad en esta empresa al 31 de diciembre de 2004 asciende a M\$50.651.074 (M\$63.637.831 al 31 de diciembre de 2003) y la participación en sus resultados representa una utilidad en empresas relacionadas ascendente a M\$2.787.126 en 2004 (M\$8.931.647 en 2003). Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí presentada, en la medida que se relaciona con las cifras correspondientes a estas sociedades en los ejercicios que corresponda, está basada únicamente en tales informes.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los importes e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría también comprende una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de AES Gener S.A. y Filiales al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y los resultados de sus operaciones y el flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

Como se explica en Nota 3, a partir del 1 de enero de 2004 la Sociedad ha dado reconocimiento al Boletín Técnico N°72 y Circular N°1697 de la S.V.S. en lo relativo a la valorización de las inversiones en empresas relacionadas cuyo porcentaje de participación es inferior al 20%.

Las notas a los estados financieros adjuntos, corresponden a una versión simplificada de aquellas incluidas en los estados financieros de AES Gener S.A. que han sido remitidos a la Superintendencia de Valores y Seguros, sobre los cuales hemos emitido nuestro informe con esta misma fecha, y que incluyen información adicional requerida por dicha Superintendencia, que no resulta imprescindible para una adecuada interpretación de los mismos.

Febrero 9, 2005, excepto por las notas 14. 2) b) y 23.5 que son del 24 de febrero de 2005.

Amelia Hernández H.

La siguiente sección tiene por objeto analizar los Estados Financieros Consolidados de AES Gener S.A. ("Gener") a diciembre del año 2004 y explicar las principales variaciones ocurridas respecto de igual período del año anterior. A continuación, se presenta un resumen de la información contenida en dichos Estados. Todas las cifras están expresadas en moneda equivalente, pesos del 31 de diciembre de 2004, de manera que las comparaciones se refieren a variaciones reales entre esta fecha y el 31 de diciembre de 2003.

Los activos y pasivos de la empresa han sido valorizados y presentados de acuerdo a normas y criterios contables que se explican en las respectivas notas a los estados financieros de la Sociedad.

## I. Resumen

Al 31 de diciembre de 2004 la compañía obtuvo un resultado de \$ 39.454 millones, en tanto a diciembre de 2003 obtuvo una utilidad de \$ 55.020 millones. El resultado de explotación en el año 2004 fue inferior en \$ 2.924 millones al registrado en el año 2003, en tanto las pérdidas del resultado fuera de explotación disminuyeron en \$ 1.044 millones. El efecto en resultado de los rubros de interés minoritario e impuestos en el año 2004 en relación al año anterior fue superior en \$ 13.686 millones al resultado del año 2003, principalmente por el mayor impuesto de la filial Chivar producto de la apreciación del peso colombiano en el 2004.

## II. Análisis comparativo y explicación de las principales tendencias observadas

### a. Liquidez

Liquidez	Diciembre	Diciembre
	2004	2003
Activo circulante / Pasivo circulante (veces)	1,74	2,85
Razón ácida (veces)	0,42	0,18

La razón de liquidez disminuyó de 2,85 a 1,74 por la reducción: i) de 53% (\$ 157.171 millones) del activo circulante debido a la disminución del rubro documentos y cuentas por cobrar en \$ 177.719 millones asociado al pago del préstamo de la empresa relacionado Inversiones Cachagua, cuyos fondos fueron utilizados para pagar el rescate anticipado de los bonos Yankees y Convertibles, y ii) de 22% (\$ 23.500 millones) del pasivo circulante debido a una reducción en la porción de corto plazo de las obligaciones con el público de Gener y de las filiales TermoAndes e InterAndes producto del proceso de reestructuración concluido en el primer semestre de 2004.

La razón ácida, que considera la relación entre los rubros disponibles, depósitos a plazo y valores negociables con el pasivo circulante, aumentó principalmente por la variación positiva de \$ 15.612 millones de depósitos a plazo, debido a menores inversiones en derechos con pactos de retrocompra de \$ 4.944 millones y mayores recursos disponibles al cierre del año 2004.

### b. Endeudamiento

Endeudamiento		Diciembre	Diciembre
		2004	2003
Pasivo total / Patrimonio	(veces)	0,74	1,03
Pasivo circulante / Pasivo total	(veces)	0,13	0,12
Pasivo largo plazo / Pasivo total	(veces)	0,67	0,88
Pasivo exigible	(millones de pesos)	618.356	862.399
Cobertura gastos financieros	(veces)	2,14	2,10

La razón entre el pasivo y el patrimonio tuvo una disminución debido a la reducción del pasivo total de \$ 244.043 millones debido a una disminución de las obligaciones con el público producto del rescate anticipado de los bonos Yankee, convertibles y las obligaciones negociables de las filiales TermoAndes e InterAndes y una disminución de las provisiones asociadas al premio eventual por el bono convertible. En tanto, el patrimonio disminuyó \$ 7.025 millones por (i) menores utilidades retenidas de \$ 51.463 millones por el pago de dividendos provisorios de \$ 32.487 millones y menor resultado del ejercicio y (ii) la reducción del rubro otras reservas de \$ 19.200 millones por el ajuste de las inversiones en el exterior, efectos compensados parcialmente por el aumento de capital realizado entre mayo y junio de 2004 de \$ 63.638 millones.

Los pasivos de corto plazo disminuyeron \$ 23.500 millones, explicada por la reducción de: (i) \$ 19.224 millones en obligaciones con el público por la compra de todas las obligaciones negociables en circulación de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. que se financió con un nuevo crédito sindicado y recursos propios, (ii) \$ 12.100 millones en cuentas por pagar, relacionado principalmente a la obligación de Norgener por el crédito de proveedor de Mitsubishi pagada íntegramente en noviembre de 2004, (iii) \$ 3.606 millones en obligaciones de largo plazo con vencimiento en un año, por pagos de derechos de internación de la filial Eléctrica Santiago y el vencimiento de la obligación de la filial Energy Trade con Morgan Stanley. Estas variaciones fueron compensadas principalmente por el aumento de (i) \$ 5.659 millones en obligaciones con bancos e instituciones de corto plazo, debido a una novación del crédito de Energía Verde traspasado al corto plazo y a financiamientos para la compra de carbón, (ii) \$ 3.886 millones en retenciones e impuesto a la renta, (iii) \$ 1.728 millones en otros pasivos circulantes de la filial Norgener relacionados con los ingresos percibidos por la renegociación del contrato con Escandida y (iv) \$ 156 millones en otros rubros.

Los pasivos de largo plazo registraron una disminución de \$ 220.543 millones, explicado principalmente por: (i) la reducción en obligaciones con el público (bonos) asociada al rescate anticipado total de los bonos convertibles (\$ 290.104 millones), y parcial de los bonos Yankees (\$ 91.211 millones), de las obligaciones de las filiales TermoAndes e InterAndes (\$ 70.485 millones) y menores obligaciones en pesos por el traspaso al corto plazo de parte de los bonos en dólares de Eléctrica Santiago (\$ 9.385 millones), (ii) la amortización de los créditos en dólares de la filial Chivar con un sindicato de bancos liderado por Bank of America (\$ 161.047 millones) y de la filial Energía Verde (\$ 12.782 millones), (iii) menores provisiones por \$ 12.588 millones principalmente relacionadas al premio de conversión del bono convertible rescatado en mayo de 2004 y (iv) otros rubros que disminuyeron \$ 689 millones, compensados por (i) la emisión de un nuevo bono internacional de US\$ 400 millones en marzo de 2004 (\$ 222.960 millones), (ii) el nuevo bono emitido por Chivar de \$ 94.758 millones, (iii) el nuevo crédito sindicado de Chivar de \$ 43.539 millones, (iv) el crédito sindicado de Gener de \$ 39.632 millones utilizado para pagar las obligaciones de TermoAndes e InterAndes, (v) el nuevo crédito de Norgener de \$ 12.932 millones utilizado para pagar el saldo del crédito de proveedor de esa filial y (vi) \$ 13.927 millones por impuestos diferidos por pagar de largo plazo asociadas a la depreciación de activo fijo.

La cobertura de gastos financieros mejoró fundamentalmente por la reducción de \$ 3.419 millones asociada a las amortizaciones de deuda mencionadas anteriormente.

### c. Actividad

		Diciembre 2004	Diciembre 2003
<b>Patrimoniales</b>			
Patrimonio	(millones de pesos)	821.794	828.819
Activo fijo neto	(millones de pesos)	1.125.918	1.213.862
Total activos	(millones de pesos)	1.448.815	1.698.477

### d. Resultado

		Diciembre 2004	Diciembre 2003
<b>Resultados</b>			
Ingreso de explotación	(millones de pesos)	390.813	371.390
Costo de explotación	(millones de pesos)	(263.554)	(241.197)
Resultado operacional	(millones de pesos)	109.778	112.702
Gastos financieros	(millones de pesos)	(52.808)	(56.227)
Resultado no operacional	(millones de pesos)	(49.698)	(50.742)
R.A.I.L.D.A.I.E. [1]	(millones de pesos)	58.358	76.678
E.B.I.T.D.A. operacional [2]	(millones de pesos)	154.686	160.773
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(millones de pesos)	39.454	55.020



(1) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de impuesto a la renta e ítemes extraordinarios, menos diferencias de cambio, menos corrección monetaria y menos amortización menor valor de inversiones.

(2) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado de explotación, más depreciación del ejercicio y más amortización de intangibles.

### Ingresos de explotación

A diciembre 2004, los ingresos operacionales consolidados de Gener ascendieron a \$ 390.813 millones, \$ 19.422 millones superiores a los \$ 371.390 millones a diciembre de 2003. Este aumento se debe principalmente a mayores ingresos de (i) \$ 23.207 millones asociados a los clientes regulados, (ii) \$ 4.220 millones por ventas al CDEC y (iii) \$ 4.170 millones por ventas de combustibles y otros. Estos efectos fueron compensados por menores ingresos de (i) \$ 7.333 millones en la filial colombiana Chivor, (ii) \$ 5.680 millones por menores ventas a Minero Escondido relacionadas a las nuevas condiciones de este contrato desde julio de 2004 y (iii) \$ 9.162 millones por menores ventas de energía y potencia a otros clientes.

La contribución sobre las ventas totales de los distintos mercados en que el grupo Gener participa fueron los siguientes: SIC 50%, SING 21%, Colombia 19%, otros servicios eléctricos 9% y venta de combustibles y otros 1%.

La distribución de las ventas físicas de energía en GWh a diciembre de 2004 y 2003 fue la siguiente:

GWh	2004		2003	
SIC	7.252	45%	6.531	41%
SING	2.851	17%	2.817	18%
Ventas R.M. 88/2003	162,3	1%	148,4	1%
Colombia	5.974	37%	6.354	40%
<b>Total</b>	<b>16.239</b>		<b>15.850</b>	

#### Sistema Interconectado Central (SIC):

Las ventas físicas de energía eléctrica en el SIC durante el 2004 aumentaron 11%, de 6.679 GWh a diciembre de 2003 a 7.414 GWh a diciembre de 2004, a raíz de las mayores ventas a clientes regulados (663 GWh), al CDEC-SIC (127 GWh) y las ventas bajo R.M. 88 (14 GWh), correspondientes a las ventas a distribuidoras sin contrato, que compensaron las menores ventas a clientes libres (74 GWh) principalmente por el término del contrato con Hidroeléctrica Guardia Vieja.

Los ingresos provenientes de las ventas de energía y potencia en el SIC ascendieron a \$ 196.010 millones, cifra \$ 24.210 millones superior a los \$ 171.800 millones registrados a diciembre del año 2003. Esta variación se explica fundamentalmente por mayores ingresos de \$ 23.841 millones por ventas de energía -por mayores ventas físicas de energía de 735 GWh a un precio promedio 8,3% superior a igual periodo de 2003- que a diciembre de 2003 ascendían a \$ 118.194 millones, en tanto al cierre de diciembre de 2004 ascendían a \$ 142.035 millones. Los ingresos por ventas de potencia aumentaron \$ 369 millones, de \$ 53.607 millones a \$ 53.975 millones al cierre de diciembre de los años 2003 y 2004, respectivamente, explicados por el aumento de 1.268 MW en las ventas, que compensaron la caída de 9% del precio promedio de venta.

#### Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Las ventas físicas de energía eléctrica en el SING aumentaron durante el año 2004, pasando de 2.817 GWh a diciembre de 2003 a 2.851 GWh, por mayores ventas a mineras Zaldívar, Lomas Bayas y Escondido (59GWh), compensadas por las menores ventas al CDEC-SING (25 GWh)

Los ingresos generados por las actividades de Gener y Norgener en el SING disminuyeron \$ 4.578 millones, de \$ 88.056 millones de pesos a diciembre de 2003 a \$ 83.477 millones a diciembre de 2004. Esta variación se debe mayormente a menores ingresos por venta de potencia de \$ 13.765 millones, en tanto los ingresos por venta de energía aumentaron \$ 9.187 millones. Los menores ingresos

por potencia en relación a diciembre de 2003 se generaron por mayores ingresos asociados a reliquidaciones de potencia en febrero de 2003 de \$ 2.422 millones, y por menores ingresos por venta de potencia de \$ 10.975 millones por una variación negativa del precio promedio de venta, a pesar de un aumento de 319 MW en la cantidad vendida, efecto explicado principalmente por las nuevas condiciones del contrato con Minera Escondida vigentes desde julio de 2004. El aumento en las ventas de energía se debe al mayor precio promedio de venta.

En resumen, los ingresos provenientes de las ventas de energía y potencia del sector eléctrico chileno aumentaron \$ 19.632 millones, de \$ 259.856 a diciembre de 2003 a \$ 279.487 millones a diciembre de 2004.

#### **Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN):**

Los ingresos de Chivor disminuyeron \$ 7.333 millones, de \$ 80.631 millones a \$ 73.298 millones, como consecuencia de menores ventas en bolsa de energía y regulación de frecuencia por \$ 8.706 millones compensadas por mayores ventas por contratos por \$ 1.373 millones. Por su parte, las ventas físicas a diciembre de 2004 bajaron 380 GWh con respecto a las ventas del mismo período del año anterior, fundamentalmente por menores ventas por contratos y ventas por reconciliación. En pesos colombianos, el precio promedio de ventas a clientes contratados pasó de Col\$ 74/kWh (US\$ 25,6/MWh) a Col\$ 80/kWh (US\$ 30,5/MWh), mientras que las ventas realizadas en el mercado spot, se realizaron a un precio promedio de Col\$ 67/kWh (US\$ 23,3/MWh) a diciembre del año 2003 y Col\$ 64/ kWh (US\$ 24,5/MWh) en igual período del año 2004.

#### **Otros ingresos**

Los ingresos asociados a otros ingresos del negocio eléctrico aumentaron \$ 2.953 millones, desde \$ 429 millones a \$ 3.383 millones, principalmente por el mayor ingreso de la renegociación del contrato de transporte de energía con Minera Escondida.

Los ingresos asociados a otras líneas de negocios fueron \$ 34.645 millones, mostrando un aumento de \$ 4.170 millones con respecto a \$ 30.474 millones a diciembre de 2003. Las ventas de carbón aumentaron \$ 2.913 millones por mayores ventas a terceros de \$ 6.216 millones, y menores ventas a Guacolda de \$ 3.304 millones que durante el año 2004 ha adquirido combustible a través de compras directas a proveedores, mientras que durante el año 2003 lo hacía mediante licitaciones, algunas de ellas adjudicadas AES Gener. Por otro lado, los ingresos por ventas de gas a terceros aumentaron \$ 1.846 millones, los ventas de vapor disminuyeron \$ 1.853 millones por venta de la planta Nacimiento y los otros rubros aumentaron \$ 1.265 millones.

#### **Costos de explotación**

La proporción de los costos de explotación fijos y variables dentro del total de costos operacionales se muestra en la siguiente tabla:

	Enero - Diciembre (MM\$)			
	2004		2003	
Costos de explotación variables	199.941	76%	170.659	71%
Costos de explotación fijos	63.613	24%	70.538	29%
<b>Total</b>	<b>263.554</b>	<b>100%</b>	<b>241.197</b>	<b>100%</b>

A diciembre de 2004 los costos de explotación aumentaron 9,3% (\$ 22.357 millones) principalmente como resultado del aumento de costos asociados a consumo y venta de combustibles, uso sistema de transmisión y otros, compensado por menores costos por compra de energía y potencia.

### Costos variables

Los costos variables aumentaron \$ 29.282 millones, explicados por el aumento de: (1) consumo de combustible de \$30.359 millones, asociados a la mayor generación las centrales térmicas de AES Gener y filiales por menor hidrología y menor disponibilidad de gas en el sistema, (2) costos de venta combustibles por \$ 2.688 millones y (3) costos por uso sistema de transmisión y otros costos negocio eléctrico \$ 4.608 millones, compensadas por (1) menores compras de energía por \$ 3.344 millones y (2) menores costos de compra de potencia por \$ 5.029 millones.

### Chile

Los costos por compra de energía en Chile aumentaron \$ 6.863 millones. En el SIC, la compras aumentaron \$ 8.777 millones por el mayor precio promedio, 28,6% superior al año 2003, explicado principalmente por una menor oferta hidráulica en los primeros meses del año y la menor disponibilidad de gas, en tanto, la cantidad comprado disminuyó en 55 GWh. En el SING, los costos por compra de energía disminuyeron \$ 1.913 millones, por una reducción de 296 GWh en la cantidad comprado a un precio promedio 29% superior al del año 2003.

Los costos por compras de potencia en Chile disminuyeron \$ 5.029 millones. En el SIC se registró una disminución de \$ 6.674 millones explicado por el efecto neto de \$ 8.016 millones asociada a la resolución del panel de expertos sobre la reliquidación de potencia firme del período 2000 a 2004, parcialmente compensada por mayores compras por \$ 1.342 millones, a raíz del aumento del precio promedio de compra a pesar de la reducción en la cantidad comprada. En el SING, las compras de potencia aumentaron \$ 1.644 millones, por efecto de los mayores costos producto del efecto neto de reliquidación de potencia entre 2003 y 2004 de la filial Norgener de \$ 2.711 millones. Sin considerar este último efecto, hay una reducción de \$ 1.067 millones en las compras de potencia, asociadas a la reducción de la cantidad comprada.

La generación térmica de Gener y sus filiales durante el año 2004 fue 6.367 GWh comparados con 4.956 GWh del año anterior. El aumento en generación se debe a la menor oferta hidrológica y menor disponibilidad de gas durante el 2004. La generación total de Gener (térmica e hidráulica) y sus filiales en el SIC y SING fue 7.812 GWh, en tanto en el año 2003 el total fue 6.371 GWh.

### Colombia

Los costos operacionales variables disminuyeron \$ 9.149 millones, de \$ 37.931 millones a \$ 28.782 millones, debido principalmente a la reducción en el costo de compra de energía de \$ 10.207 millones, por menores compras físicas de 864 GWh y un precio promedio en pesos 3% mayor en comparación a igual período del año anterior. Los costos asociados a regulación de frecuencia y otros aumentaron \$ 1.058 millones.

La generación durante el año 2004 fue 4.229 GWh comparados con la generación de 3.818 GWh del año anterior. Este aumento en generación obedece a uno política comercial de aprovechamiento eficiente del embalse.

### Costos fijos

Los costos fijos bajaron \$ 6.925 millones, de \$ 70.538 millones a diciembre de 2003 a \$ 63.613 millones a diciembre de 2004, fundamentalmente por menores costos por depreciación y producción debido al efecto del menor tipo de cambio sobre los costos de las filiales extranjeras.

### Gastos de administración y ventas

A diciembre de 2004 los gastos de administración y ventas bajaron \$ 11 millones, de \$ 17.491 millones a \$ 17.480 millones. Esta variación se debe que los mayores costos de los rubros remuneraciones y beneficios sociales, impuestos y otros de \$ 3.136 millones, fueron compensados por menores costos en seguros, servicios a terceros y sistemas y comunicaciones de \$ 3.147 millones.

### Resultado de la explotación

Al 31 de diciembre de 2004, Gener presenta un resultado de la explotación consolidado positivo de \$ 109.778 millones, cifra \$ 2.924 millones inferior a la registrada en el año 2003 de \$ 112.702 millones. Lo anterior se explica principalmente por el impacto del mayor despacho de las centrales térmicas de Gener y sus filiales, aumentando en forma importante los costos por consumo de combustible, que fueron parcialmente

compensados por el mayor ingreso asociado a clientes regulados, efecto neto de reliquidación de potencia, contrato de transmisión con Minera Escondida (\$ 6.439 millones) y el ingreso extraordinario de por el finiquito del contrato de construcción entre Eléctrico Santiago y General Electric (\$ 3.211 millones).

### Resultado fuera de explotación

#### Ingresos fuera de explotación

	Enero - Diciembre (MM\$)	
	2004	2003
Ingresos financieros	5.717	23.363
Otros ingresos fuera de la explotación	9.603	2.946
<b>Total ingresos no operacionales</b>	<b>15.320</b>	<b>26.309</b>

Los ingresos fuera de la explotación, disminuyeron \$ 9.926 millones respecto a diciembre del año 2003. Esta variación se explica, principalmente por menores ingresos financieros de \$ 17.646 millones asociados a los intereses percibidos en 2003 por el préstamo entre Gener y su matriz Inversiones Cachagua que fue cancelado el 27 de febrero de 2004.

Por otro lado, los otros ingresos fuera de explotación aumentaron \$ 6.657 millones, por (i) el efecto positivo de \$ 5.470 millones asociado a la venta de la planta Nacimiento y la mina colombiana Carbones del Cesar durante el tercer trimestre de 2004, (ii) reverso renta presuntiva de \$ 1.162 millones de la filial Chivor y (iii) otros efectos positivos de \$ 843 millones, que fueron compensados por condonación deuda Termoandes en 2003 y otros por \$ 818 millones.

#### Gastos fuera de la explotación

	Enero - Diciembre (MM\$)	
	2004	2003
Gastos financieros	52.808	56.227
Otros egresos fuera de la explotación	18.502	16.169
<b>Total egresos fuera de la explotación</b>	<b>71.310</b>	<b>72.396</b>

Los egresos fuera de explotación disminuyeron \$ 1.086 millones en el año 2004 respecto al año 2003, los otros egresos fuera de explotación aumentaron \$ 2.333 millones y los gastos financieros disminuyeron \$ 3.418 millones.

Los gastos financieros reflejan la reducción del endeudamiento de la compañía producto del proceso de reestructuración financiera desarrollado en el primer semestre de 2004.

El aumento del rubro otros egresos fuera de explotación se debe a (i) mayores pérdidas en contratos forwards y swaps de \$ 3.793 millones, (ii) mayor amortización de descuentos y gastos de colocación de deuda de \$ 2.627 millones, (iii) mayor provisión por premio de no conversión bono convertible \$ 1.788 millones, (iv) nueva provisión asociada al juicio CORDEX de \$ 1.282 millones y (v) otros de \$ 887 millones. Estos aumentos en las pérdidas fueron parcialmente compensados por (i) menores provisiones por retiro de materiales, activos fijos y otros de \$ 3.904 millones, (ii) menor provisión por swap TermoAndes e InterAndes de \$ 1.464 millones y (iii) otros rubros por \$ 2.677 millones.

### Inversión en empresas relacionadas

	Enero - Diciembre (MM\$)	
	2004	2003
Utilidad inversión empresas relacionadas	4.593	10.082
Pérdida inversión empresas relacionadas	(23)	(19)
Amortización menor valor de inversiones	(522)	(772)
<b>Total utilidad (pérdida) inversión empresas relacionadas</b>	<b>4.048</b>	<b>9.291</b>

La contribución de las inversiones en empresas relacionadas fue inferior en \$ 5.243 millones que en el año 2003, explicado fundamentalmente por las variaciones del resultado de Itabo y Guacolda y la exclusión del resultado devengado de las coligadas Gasoducto GasAndes y Gasoducto GasAndes Argentina.

Guacolda a Diciembre de 2004, registró una utilidad de \$ 5.453 millones que se compara negativamente con la utilidad reconocida al cierre de Diciembre de 2003 de \$ 16.195 millones. El resultado de explotación tuvo una variación negativa de \$ 3.157 millones, principalmente por mayor consumo de combustible de \$ 4.351 millones y compra de energía \$ 1.399 millones, que fueron parcialmente compensados por mayores ingresos por venta de energía y otros. Por otra parte, el resultado fuera explotación pasó de una utilidad de \$ 3.513 millones a Diciembre de 2003, a una pérdida de \$ 5.155 millones por el impacto asociado a la diferencia de cambio que disminuyó \$ 8.392 millones.

Itabo, en República Dominicana, empresa de la cual AES Gener es dueño de un 25% de la propiedad, tuvo una utilidad de \$ 7.221 millones a diciembre de 2004, la que se compara con una utilidad de \$ 4.600 millones a diciembre del 2003. Esta variación se debe al aumento del resultado de explotación de \$ 7.107 millones, compensado por una baja del resultado fuera de explotación de \$ 5.960 millones.

A diciembre de 2004, a diferencia del criterio utilizado durante 2003, la inversión en las empresas coligadas Gasoducto GasAndes y Gasoducto GasAndes Argentina, en las que Gener tiene una participación de 13% de la propiedad, no fueron valorizadas al valor patrimonial proporcional debido al cambio establecido por la Superintendencia de Valores y Seguros en la Circular N° 1.697. La participación accionaria mínima para utilizar el criterio anterior fue aumentado desde 10% a 20% y actualmente estas inversiones fueron reclasificadas en "Inversión en otras Sociedades".

### Interés minoritario

El interés minoritario disminuyó \$ 58 millones debido principalmente al ajuste por la inversión en la filial Eléctrica Santiago, en la cual Gener tiene una participación accionaria del 90% y la inversión en New Caribbean S.A., en la cual Gener tiene una participación accionaria del 50%

### Corrección monetaria y diferencias de cambio

La corrección monetaria generó una pérdida de \$ 461 millones, comparado por una pérdida de \$ 47 millones obtenida en el año 2003. El factor de IPC para el período enero-diciembre de 2004 fue 2,5% comparado con un factor de 1,0% utilizado el período enero-diciembre de 2003.

Las diferencias de cambio generaron un efecto positivo de \$ 2.706 millones en el año 2004 comparado con una pérdida de \$ 13.900 millones en 2003. Este impacto se debe principalmente al efecto de la variación de tipo de cambio que afectó los rubros depósitos a plazo, bancos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas. El tipo de cambio reflejó una devaluación nominal del peso de 6,1% durante el año 2003, comparado con la devaluación nominal de 17,4% del año 2004.

### Impuesto a la renta

El efecto en resultado del impuesto a la renta pasó de \$ 4.867 millones negativo a diciembre de 2003 a un efecto negativo de \$ 18.495 millones a diciembre de 2004, principalmente por el mayor impuesto de la filial Chivor por la apreciación de 14% del peso colombiano durante el 2004 comparado con una apreciación de 3% en el 2003, generando menores pérdidas tributarias sobre los pasivos en dólares de esa filial y mayores utilidades provenientes de la venta de activos de Energía Verde en el año 2004.

**Utilidad neta**

A diciembre de 2004, Gener registró una utilidad de \$ 39.454 millones, mientras que el año 2003 obtuvo una utilidad de \$ 55.020 millones. El rubro impuestos a la renta aumentó principalmente por el aumento en el impuesto de la filial Chivor y otros eventos extraordinarios. El resultado de explotación disminuyó 3%, principalmente por mayores costos por el aumento en el consumo de combustible de las centrales térmicas, compensado por el aumento de las ventas a clientes regulados y menor costo por compra de potencia, en tanto las pérdidas del resultado fuera de explotación disminuyeron 2% mayormente por el efecto positivo de la diferencia de cambio, mayores ingresos fuera de la explotación y menores gastos financieros.

**e. Rentabilidad**

Rentabilidad		Diciembre 2004	Diciembre 2003
De los activos (1)	(%)	2,51	3,05
Del patrimonio (1)	(%)	4,78	6,83
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	9,38	8,75
Utilidad/Acción (3)	[pesos]	6,96	9,77
Retorno de dividendos(4)	(%)	14,91%	4,87%

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad acumulada a diciembre de cada año.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice es el total de activos fijos.

(3) La utilidad por acción a diciembre de 2004 y 2003 está calculada considerando al número de acciones pagadas a cada fecha.

(4) Considera los dividendos pagados en los últimos doce meses dividido por el precio de mercado de la acción el cierre de diciembre.

La rentabilidad de los activos disminuyó como resultado de la menor utilidad obtenida a diciembre de 2004 de \$ 39.454 millones, en comparación a la utilidad de \$ 55.020 millones del período de 2003. La rentabilidad del patrimonio también disminuyó como resultado de la menor utilidad durante 2004.

El índice de rendimiento de los activos operacionales mejoró debido al menor activo fijo promedio a diciembre de 2004 en comparación al resultado de explotación de 2004.

La menor utilidad por acción se explica por el aumento de 714 millones de acciones por el aumento de capital realizado en 2004 y la reducción del resultado del ejercicio.

El retorno de los dividendos aumentó fuertemente por los pagos realizado en febrero, septiembre y diciembre de 2004, por un total de \$ 15.06 por acción en comparación con \$ 5,24 a diciembre de 2003.

**III. Análisis de diferencias entre valores libro, valores de mercado y/o económicos de los principales activos**

En relación a los activos fijos estos disminuyeron \$ 87.945 millones, principalmente por el efecto de la variación del tipo de cambio sobre los activos de TermoAndes, InterAndes y Chivor, compañías que contabilizan sus activos en dólares según el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile, el cual estipula que las inversiones se controlan en dólares estadounidenses cuando sus actividades no constituyen una extensión de la matriz y dichas empresas operan en países no estables.

Por el lado de los activos circulantes, estos disminuyeron fuertemente por el vencimiento de la cuenta corriente mercantil con la matriz Inversiones Cachagua y por el pago de dividendos y los pagos realizados en el proceso de reestructuración de los pasivos de la compañía como el rescate anticipado de los bonos convertibles y de gran parte de los bonos Yankees.

En relación a los otros activos, se muestra una disminución de \$ 4.546 millones producto de una disminución de: 1) \$ 19.080 millones de la inversión en empresas relacionadas explicado por la reducción patrimonial de las empresas coligadas Itabo y Guacolda, asociada al menor resultado obtenido en año 2004 y por la inversión en GasAndes que en el a 2004 pasó a ser contabilizado en el rubro inversión en otras sociedades, 2) \$ 3.582 millones en el rubro Menor valor inversiones asociadas a Guacolda y Sociedad Eléctrica Santiago, 3) \$ 3.090 millones en deudores de largo plazo y 4) \$ 936 millones en otros rubros, que fueron compensados por un aumento de \$ 17.199 millones por las inversiones en otras sociedades asociadas a GasAndes, GasAndes Argentina y CDEC y el mayor saldo de \$ 4.942 millones en el rubro otros asociado a los gastos diferidos por la colocación de bonos en el año 2004.

Los activos de la compañía están valorizados según los principios contables generalmente aceptados en Chile, y las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, reflejadas en la Nota 2 de los Estados Financieros. Basado en condiciones actuales, la administración de AES Gener S.A. estima que el valor económico de las filiales Chivor S.A. E.S.P y de TermoAndes e InterAndes es hoy inferior a su respectivo valor libro. En el caso de Chivor, esto se debe entre otras cosas, a los cambios regulatorios que han reducido significativamente sus ingresos, así como también a las limitaciones en el precio de electricidad y el bajo crecimiento en la demanda de energía eléctrica en Colombia. En el caso de TermoAndes e InterAndes, las razones principales son la importante sobrecapacidad en el sistema del norte chileno y las limitaciones de despacho impuestas por el CDEC -SING. Sin embargo, en ambos casos, no hay evidencia que en forma permanente las operaciones de esas empresas no producirán ingresos suficientes para cubrir todos sus costos, incluyendo la depreciación de los activos fijos. Bajo esas circunstancias y en virtud de lo establecido en el Boletín Técnico N° 33, párrafo 25 y en el Boletín Técnico N° 64, párrafo 47 no se han hecho ajustes en el valor libro de los mencionados activos.

#### **IV. Análisis de las variaciones más importantes ocurridas durante el período, en los mercados en que participa, en la competencia que enfrenta y en su participación relativa.**

##### **Mercado:**

La actividad de generación de AES Gener S.A. se desarrolla fundamentalmente en torno a dos grandes sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre desde el sur de la II región hasta la X región y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abarca la I y parte de la II región.

**SIC:** Durante el año 2004, el crecimiento de las ventas de energía eléctrica en el SIC fue 7,9% comparado con el aumento de 5,8% en el año 2003. El costo marginal promedio en dólares durante el año 2004 fue 31,8 mills/kWh versus 16,6 mills/kWh para el año anterior. Este aumento del costo marginal se explica principalmente por menor oferta hidráulica en los primeros meses del año previo al inicio del período de lluvias y la menor disponibilidad de gas en 2004.

**SING:** El crecimiento de las ventas de energía eléctrica en el SING durante el período enero-diciembre 2004 fue 7,2%, mientras que durante el período enero-diciembre de 2003 el aumento en las ventas alcanzó un 10,5%. El precio promedio durante el período analizado 25,5 mills/kWh, superior al costo marginal promedio del año 2003 de 14,9 mills/kWh, principalmente por la menor disponibilidad de gas durante el 2004.

**Colombia:** Chivor es una de las principales operadoras del SIN, durante el período enero-diciembre 2004, la demanda eléctrica en el SIN mostró un incremento de 2,7% con respecto al año 2003. Producto de una mayor disponibilidad hídrica en el período, los precios marginales promedio de Bolsa en pesos colombianos han disminuido a niveles de Col\$ 64/kWh para el período enero-diciembre del año 2004, comparado con Col\$ 67/kWh durante igual período del año 2003.

##### **Competencia y participación relativa:**

Durante el año 2004, en el SIC, el aporte de las centrales de Gener, incluida Guacolda (7.502 GWh) ha sido superior comparado al año 2003, producto del mayor costo marginal del sistema y el aumento de la demanda del SIC (2.535 GWh). A diciembre de 2004, las empresas del grupo Gener, incluida Guacolda, aportaron el 21% de la generación total del SIC, mientras que a igual período del año 2003 el aporte fue 20%.

En el SING, la generación neta total aumentó 7,4% y el aporte de la empresas de grupo (Nargener y TermoAndes) fue 21,4%, superior al 18,6% registrado a diciembre de 2003.

En Colombia, durante el año 2004 la generación de Chivor representó el 9,0% del total de la demanda por electricidad en Colombia, comparado con el 8,3% al cierre de diciembre de 2003. Este aumento se produjo a raíz de una mayor disponibilidad de recursos hidráulicos que permitió a Chivor aumentar sus ventas al mercado spot.

#### **V. Descripción y análisis de los principales componentes de los flujos netos originados por las actividades operacionales, de inversión y de financiamiento del período correspondiente.**

El flujo neto total a diciembre de 2004 fue positivo en \$ 13.250 millones, mientras que a diciembre del año 2003 fue positivo en \$ 25.838 millones. Esta diferencia de \$ 12.587 millones entre ambos períodos está relacionado al proceso de reestructuración financiera desarrollado

por la compañía que consideró el pago del préstamo de la sociedad matriz Inversiones Cachagua, el rescate anticipado voluntario de los bonos convertibles y de parte importante de los bonos Yankees, la emisión de un bono en dólares con vencimiento en el año 2004, un aumento de capital de AES Gener y el refinanciamiento de las obligaciones de las filiales TermoAndes e InterAndes.

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo de \$ 99.650 millones, \$ 23.022 millones inferior al obtenido a diciembre de 2003 de \$ 122.672 millones, explicado por: 1) \$ 73.161 millones mayores pago a proveedores principalmente por el aumento en los costos operacionales, 2) \$ 17.883 millones por mayores intereses pagados en el período relacionados a las deudas pagadas anticipadamente y 3) \$ 2.179 millones en otros rubros. Estos egresos fueron compensados por mayores ingresos de: 1) \$ 65.083 millones por mayor recaudación de deudores por ventas, 2) \$ 1.187 millones por menores gastos, 3) \$ 2.152 millones en menores impuestos pagados y 4) \$ 779 millones en mayores dividendos percibidos.

Las actividades de financiamiento generaron durante el año 2004 un flujo negativo de \$ 248.051 millones, que se compara con el flujo negativo del año 2003 de \$ 125.849 millones. La diferencia de \$ 122.202 millones se explica principalmente por: 1) \$ 460.076 millones por mayor pago de obligaciones con el público por el rescate voluntario de los bonos Yankees y convertibles de AES Gener y las obligaciones negociables de TermoAndes e InterAndes, 2) \$ 123.932 millones por mayor pago de préstamos, relacionado al pago de las obligaciones de Chivor, Norgener y Energía Verde durante el año 2004, 3) \$ 59.340 millones por el mayor pago de dividendos en febrero del 2004 por el 100% del resultado del ejercicio anterior y el pago en septiembre y diciembre de dividendos provisorios, 4) \$ 30.349 millones por gastos los gastos asociados a la colocación del bono de 400 millones de dólares y 5) \$ 92 millones por disminución en otras fuentes de financiamiento, compensados por 1) \$ 348.719 millones por mayores obligaciones con el público provenientes de la nueva colocación en los mercados internacionales de US\$ 400 millones por parte de Gener y US\$ 170 millones por parte de Chivor, 2) \$ 139.230 millones en obtención de préstamos por el nuevo crédito sindicado otorgado a AES Gener y utilizado para refinanciar las obligaciones de las filiales TermoAndes e InterAndes, el nuevo crédito en pesos colombianos de Chivor y el nuevo crédito de Norgener utilizadas para refinanciar obligaciones de estas filiales y 3) \$ 63.6380 millones en colocación de acciones de pago provenientes del aumento de capital realizado entre mayo y junio de 2004.

Por último, las actividades de inversión implicaron ingresos por \$ 161.651 millones, que se comparan positivamente con los ingresos de \$ 29.014 millones a diciembre del año 2003. Esta diferencia de \$ 132.637 millones se debe a 1) \$ 153.275 millones por la mayor recaudación y menores préstamos a empresas relacionadas, por el vencimiento en febrero de 2004 del préstamo con la matriz Inversiones Cachagua, 2) \$ 9.900 millones por el ingreso de venta asociada a la planta Nacimiento a CMPC, 3) \$ 3.678 millones por mayores ingresos por venta de Carbones del Cesar, 4) \$ 1.265 millones por menor inversión en instrumentos financieros, y 5) \$ 879 millones en otros rubros, que fueron parcialmente compensados por: 1) \$ 25.208 millones por mayor desembolso por incorporación de activos fijos, debido al pago del crédito de proveedor de Norgener, 2) \$ 9.868 por menores ingresos de inversión y 3) \$ 1.284 millones por mayores otros desembolsos de inversión.

## VI. Análisis de riesgo de mercado

### Riesgos asociados al mercado eléctrico

**Condiciones hidrológicas:** las condiciones de sequía pueden tener un efecto negativo importante en nuestros resultados en el SIC debido al alto nivel de capacidad contratada, requiriendo el despacho de nuestras centrales menos eficientes y aumentando el costo de las compras en el mercado spot.

**Fijación de tarifas:** Gran parte de los ingresos de Gener están relacionados con el precio de nudo que es fijado por la autoridad cada seis meses. En Chile los principales componentes de la fórmula usada en la fijación del precio nudo están expresados en dólares. Lo anterior genera una cobertura natural a los efectos de una fluctuación del dólar con relación al peso chileno.

**Precio de los combustibles:** Al ser Gener una empresa con un mix de generación principalmente térmica, la variación del precio de los combustibles, tales como el carbón, el gas natural y el diesel, pueden hacer variar la composición de costos de la compañía.

**Regulación eléctrica:** En marzo de 2004 se promulgó la nueva ley eléctrica. La ley entre otras cosas, reduce la banda de ajuste de precios de 10% a 5%, y clarifica la forma en que se determinan los costos de transmisión. Desde el punto de vista del grupo de Gener, los costos de transmisión no se ven incrementados de manera significativa.

**Abastecimiento de gas natural:** Desde marzo de 2004 y hasta la fecha, el gobierno argentino ha emitido ciertas resoluciones que restringen las exportaciones de gas natural a Chile. Estas restricciones, si son permanentes, pueden afectar negativamente los precios en los mercados en los que Gener opera con el consecuente impacto en los márgenes operacionales.



### Tasa de Interés y tipo de cambio

La compañía no tiene políticas de coberturas formales para los riesgos asociados a tipos de cambio y tasas de interés. Sin embargo, la administración está constantemente evaluando alternativas para determinar la conveniencia de realizar contratos de cobertura en orden a minimizar los riesgos antes mencionados.

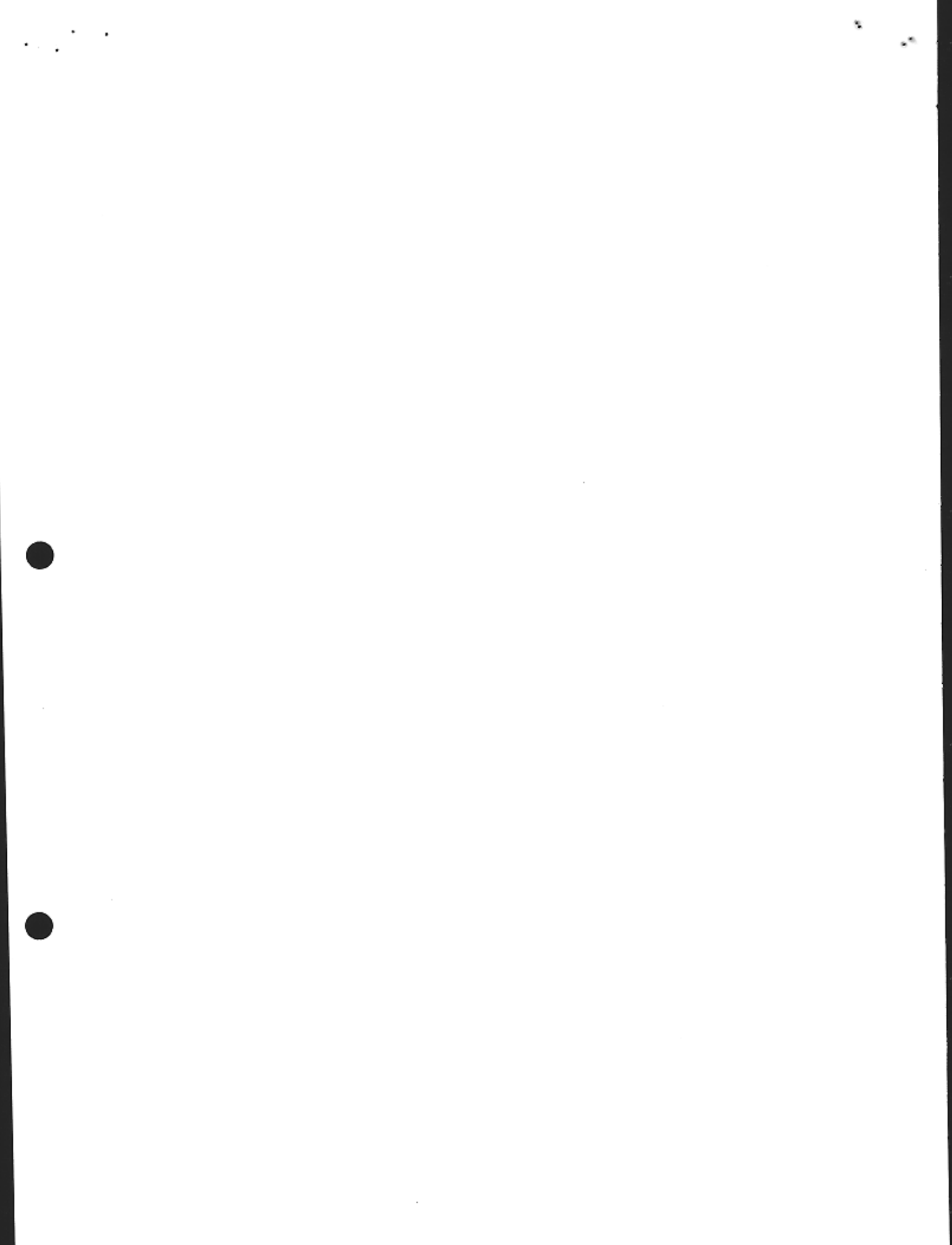
Al 31 de diciembre de 2004, el 78% de los créditos de largo plazo de Gener estaban pactados a tasa fija y el 22% estaba a tasa variable. La mayoría de los créditos a largo plazo a tasa variable estaban denominados en dólares y devengaban tasas de interés en función de la Libor, excepto por el crédito sindicado en pesos colombianos de la filial Chivor que devenga intereses en función de la tasa local para depósitos a término fijo (DTF). A la fecha de cierre de los estados financieros, la exposición proviene básicamente de créditos mantenidos por Chivor, AES Gener y Norgener.

Al 31 de diciembre de 2004 cerca de un 87% de nuestras deudas de largo plazo que devengan intereses estaban expuestas a la variación del tipo de cambio entre el dólar americano y el peso chileno. El restante son deudas denominadas en UF 3% (Bono de Eléctrica Santiago) y en pesos colombianos 10% (crédito Chivor).

Composición moneda extranjera de los ingresos y costos de explotación a diciembre de cada año:

Rubro	Moneda	2004	2003
		%	%
Ingresos de explotación	Dólar (US\$) (1)	99	99
	UF y Pesos reajustables	-	-
	Pesos no reajustables	1	1
Costos de explotación	Dólar (US\$)	91	88
	UF y Pesos reajustables	7	10
	Pesos no reajustables	2	2

(1) Se presentan ingresos originados por contratos de venta a precio nudo, los cuales son indexados cada seis meses al tipo de cambio dólar.



## ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

Memoria Anual AES Gener S.A. 2004

**AES GENER S.A.****Contenido**

Balance General Individual

Estado de Resultados Individual

Estado de Flujo de Efectivo Individual

Notas Simplificadas a los Estados Financieros Individuales

Dictamen de los Auditores Independientes

M\$ : Miles de pesos chilenos

UF : Unidades de fomento

MUS\$ : Miles de dólares estadounidenses

Arg\$ : Pesos argentinos

	2004 M\$	2003 M\$
<b>ACTIVOS</b>		
<b>ACTIVO CIRCULANTE</b>		
Disponible	1.576.619	2.264.472
Depósitos a plazo	19.667.884	2.994.730
Valores negociables (neto)	255.410	261.959
Deudores por venta (neto)	19.910.462	20.126.751
Documentos por cobrar (neto)	-	21.679
Deudores varios (neto)	542.250	514.728
Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	7.917.731	190.776.517
Existencias (neto)	14.458.409	9.208.454
Impuestos por recuperar	108.644	111.360
Gastos pagados por anticipado	594.092	658.262
Impuestos diferidos	607.130	1.411.699
Otros activos circulantes	24.816.216	15.162.584
<b>Total activo circulante</b>	<b>90.454.847</b>	<b>243.513.195</b>
<b>ACTIVO FIJO</b>		
Terrenos	1.270.663	1.553.917
Construcciones y obras de infraestructura	347.221.273	359.443.444
Maquinarias y equipos	373.419.091	403.737.095
Otros activos fijos	2.914.027	2.878.777
Mayor valor por retasación técnica del activo fijo	38.224.038	43.268.966
Depreciación (menos)	(387.751.410)	(417.789.381)
<b>Total activo fijo neto</b>	<b>375.297.682</b>	<b>393.092.818</b>
<b>OTROS ACTIVOS</b>		
Inversiones en empresas relacionadas	582.451.830	522.230.016
Inversiones en otras sociedades	17.158.366	-
Menor valor de inversiones	4.932.859	8.514.929
Mayor valor de inversiones (menos)	(6.663.448)	(7.046.039)
Deudores a largo plazo	6.015	5.935
Documentos y cuentas por cobrar empresas relacionadas	225.835.209	260.969.196
Impuestos diferidos a largo plazo	304.663	211.386
Intangibles	6.036.684	6.036.684
Amortización (menos)	(4.629.402)	(4.427.890)
Otros	25.610.851	7.471.342
<b>Total otros activos</b>	<b>851.043.627</b>	<b>793.965.559</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.316.796.156</b>	<b>1.430.571.572</b>

PASIVOS	2004 M\$	2003 M\$
<b>PASIVO CIRCULANTE</b>		
Obligs. con bancos e inst. financieras a corto plazo	8.443.563	-
Obligs. con bcos. e inst. finan. largo plazo - porción corto plazo	3.375.263	-
Obligs. con el público (pagarés)	-	-
Obligs. con el público - porción corto plazo (bonos)	5.373.898	9.419.815
Obligs. largo plazo con vencimiento dentro de un año	33.540	138.095
Dividendos por pagar	127.310	116.211
Cuentos por pagar	14.361.674	16.301.520
Documentos por pagar	-	-
Acreedores varios	-	-
Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	-	-
Provisiones	37.643.800	38.679.806
Retenciones	4.362.480	5.772.658
Impuesto a la renta	1.050.785	1.422.352
Ingresos percibidos por adelantado	-	-
Impuestos diferidos	242.204	-
Otros pasivos circulantes	-	-
<b>Total pasivos circulantes</b>	<b>75.014.517</b>	<b>71.850.457</b>
<b>PASIVO LARGO PLAZO</b>		
Obligs. con bancos e instituciones financieras	39.631.950	-
Obligs. con el público largo plazo (bonos)	253.478.207	411.832.883
Documentos por pagar largo plazo	74.610	-
Acreedores varios largo plazo	-	-
Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas largo plazo	102.850.297	81.918.479
Provisiones a largo plazo	21.529.511	35.541.629
Impuestos diferidos a largo plazo	-	-
Otros pasivos a largo plazo	-	-
<b>Total pasivo a largo plazo</b>	<b>2.423.362</b>	<b>609.141</b>
	<b>419.987.937</b>	<b>529.902.132</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Capital pagado		
Sobreprecio en venta de acciones propias	740.768.344	677.130.746
Otros reservas	30.273.735	30.273.735
Reservas futuras dividendos	35.646.691	54.847.023
Utilidades acumuladas	5.424.319	5.424.319
Utilidad (pérdida) del ejercicio	2.713.806	6.122.735
Dividendos provisorios (menos)	39.454.037	55.020.425
	(32.487.230)	-
<b>Total patrimonio</b>	<b>821.793.702</b>	<b>828.818.983</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.316.796.156</b>	<b>1.430.571.572</b>

Las notas adjuntas 1 al 16 forman parte integral de estos estados financieros.

por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

	2004 M\$	2003 M\$
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		
Ingresos de explotación	279.297.616	235.330.290
Costos de explotación (menos)	(225.063.565)	(199.306.244)
<b>MARGEN DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>54.234.051</b>	<b>36.024.046</b>
Gastos de administración y ventas (menos)	(9.939.368)	(9.105.664)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>44.294.683</b>	<b>26.918.382</b>
<b>RESULTADO FUERA DE EXPLOTACIÓN</b>		
Ingresos financieros	4.328.106	20.704.209
Utilidad inversión empresas relacionadas	46.917.860	121.558.143
Otros ingresos fuera de la explotación	7.381.888	1.550.836
Pérdida inversión empresas relacionadas (menos)	(1.569.421)	(1.030.814)
Amortización menor valor de inversiones (menos)	(522.328)	(663.411)
Gastos financieros (menos)	(26.165.469)	(29.055.485)
Otros egresos fuera de la explotación (menos)	(14.093.097)	(11.690.501)
Corrección monetaria	(1.450.453)	(703.658)
Diferencias de cambio	(19.364.651)	(77.953.542)
<b>RESULTADO FUERA DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(4.537.565)</b>	<b>22.715.777</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPTO. A LA RENTA E ÍTEMES EXTR.</b>	<b>39.757.118</b>	<b>49.634.159</b>
Impuesto a la renta (menos)	(685.671)	5.003.676
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) LÍQUIDA</b>	<b>39.071.447</b>	<b>54.637.835</b>
Amortización mayor valor de inversiones	382.590	382.590
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO</b>	<b>39.454.037</b>	<b>55.020.425</b>

Las notas adjuntas 1 al 16 forman parte integral de estos estados financieros.

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO INDIVIDUAL

por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

	2004 M\$	2003 M\$
Flujo originado por actividades de la operación		
Recaudación de deudores por ventas	335.445.507	275.561.140
Ingresos financieros percibidos	1.896.237	1.778.985
Dividendos y otros repartos percibidos	8.004.740	7.626.176
Otros ingresos percibidos	2.267.946	1.455.378
Pago a proveedores y personal	(260.485.359)	(207.944.179)
Intereses pagados	(41.461.296)	(31.232.793)
Impuesto a la renta pagado	(13)	(2.079)
Otros gastos pagados	(7.191.623)	(5.089.824)
I.V.A. y otros similares pagados	(12.946.947)	(8.822.779)
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>	<b>25.529.192</b>	<b>33.330.025</b>
Flujo originado por actividades de financiamiento		
Colocación de acciones de pago	63.637.599	-
Obltención de préstamos	71.576.128	-
Obligaciones con el público	253.960.920	-
Préstamos documentados de empresas relacionadas	-	-
Obltención de otros préstamos de empresas relacionadas	-	26.814.766
Otras fuentes de financiamiento	-	-
Pago de dividendos	(90.849.120)	(30.473.334)
Repartos de capital	-	-
Pago de préstamos	(14.609.793)	(457.463)
Pago de obligaciones con el público	(399.577.511)	-
Pago de préstamos documentados de empresas relacionadas	-	-
Pago de otros préstamos de empresas relacionadas	-	-
Pago de gastos por emisión y colocación de acciones	-	-
Pago de gastos por emisión y colocación de obligaciones con el público	(27.171.017)	(226.240)
Otros desembolsos por financiamiento	-	-
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>(143.032.794)</b>	<b>(4.342.271)</b>
Flujo originado por actividades de inversión		
Ventas de activo fijo	24.845.545	614.686
Ventas de inversiones permanentes	3.666.511	-
Ventas de otras Inversiones	140.805	-
Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas	182.391.113	29.116.144
Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas	44.555.110	-
Otros ingresos de inversión	-	12.979
Incorporación de activos fijos	(1.881.823)	(1.670.759)
Pago de intereses capitalizados	(1.644)	(199.347)
Inversiones permanentes	(102.301.553)	(14.257.241)
Inversiones en instrumentos financieros	-	(1.638.004)
Préstamos documentados a empresas relacionadas	-	-
Otros préstamos a empresas relacionadas	(9.367.703)	(29.367.996)
Otros desembolsos de inversión	-	-
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>142.046.361</b>	<b>(17.389.538)</b>
<b>FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO</b>	<b>24.542.759</b>	<b>11.598.216</b>
<b>EFFECTO DE LA INFLACIÓN SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>1.212.077</b>	<b>(1.429.954)</b>
<b>VARIACIÓN NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>25.754.836</b>	<b>10.168.262</b>
<b>SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>20.552.791</b>	<b>10.384.529</b>
<b>SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE</b>	<b>46.307.627</b>	<b>20.552.791</b>

por los años terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2003

CONCILIACIÓN ENTRE EL FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN Y EL RESULTADO DEL EJERCICIO	2004 M\$	2003 M\$
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	39.454.037	55.020.425
<b>Resultado en venta de activos</b>	<b>(6.055.469)</b>	<b>(614.686)</b>
Utilidad (pérdida) en ventas de activos fijos	(4.756.242)	(614.686)
Utilidad en ventas de inversiones	(1.299.227)	-
Pérdida en ventas de inversiones	-	-
Utilidad (pérdida) en ventas de otros activos	-	-
<b>Cargos (abonos) a resultado que no representan flujo de efectivo</b>	<b>729.977</b>	<b>(13.195.215)</b>
Depreciación del ejercicio	17.765.809	18.184.697
Amortización de intangibles	201.512	200.962
Castigos y provisiones	3.336.836	8.240.142
Utilidad devengado en inversiones en empresas relacionadas	(46.917.860)	(121.558.143)
Pérdida devengado en inversiones en empresas relacionadas	1.569.421	1.030.814
Amortización menor valor de Inversiones	522.328	663.411
Amortización mayor valor de Inversiones	(382.590)	(382.590)
Corrección monetaria neta	1.450.453	703.658
Diferencias de cambio neta	19.364.651	77.953.542
Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo	(383.520)	-
Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo	4.202.937	1.768.292
<b>Variación de activos que afectan al flujo de efectivo</b>	<b>2.198.616</b>	<b>(4.704.887)</b>
Deudores por ventas	3.770.887	(306.579)
Existencias	(5.817.505)	5.297.386
Otros activos	4.245.234	(9.695.694)
<b>Variación de pasivos que afectan el flujo de efectivo</b>	<b>(10.797.969)</b>	<b>(3.175.612)</b>
Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación	2.177.592	3.994.022
Intereses por pagar	(13.394.905)	(2.176.663)
Impuesto a la renta por pagar	708.676	(4.946.958)
Otras cuentas por pagar relacionadas con resultados fuera de la explotación	-	-
Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar	289.332	(46.013)
<b>Utilidad (pérdida) del interés minoritario</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>FLUJO NETO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN</b>	<b>25.529.192</b>	<b>33.330.025</b>

Las notas adjuntas I al 16 forman parte integral de estos estados financieros.



«Estas notas explicativas presentan a juicio de la administración, información suficiente, pero menos detallada que la información contenida en las notas explicativas que forman parte de los estados financieros que fueron remitidos a la Superintendencia de Valores y Seguros y a la Bolsa de Valores, donde se encuentran a disposición del público en general. Dichos antecedentes podrán también ser consultados en las oficinas de la Sociedad durante los 15 días anteriores a la Junta de Accionistas».

## NOTA 1 - INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES

AES Gener S.A. se encuentra inscrita en el Registro de Valores N° 176 y está sujeto a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

## NOTA 2 - CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

### a) Bases de preparación y período contable

Los presentes estados financieros individuales han sido preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile y normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, excepto por las inversiones en filiales, las que están registradas en una sola línea del balance general a su valor patrimonial proporcional y, por lo tanto, no han sido consolidadas línea a línea. Este tratamiento no modifica el resultado neto del ejercicio ni el patrimonio.

Los presentes estados financieros han sido emitidos sólo para los efectos de hacer un análisis individual de la Sociedad y, en consecuencia a ello, deben ser leídos en conjunto con los estados financieros consolidados, que son requeridos por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

Los estados financieros cubren los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003.

### b) Corrección monetaria

Los estados financieros son actualizados mediante la aplicación de las normas de corrección monetaria a objeto de reflejar el efecto de la variación en el poder adquisitivo de la moneda, ocurrida en los respectivos ejercicios. Se han efectuado algunas reclasificaciones menores para efectos de mejorar la comparación de ambos estados financieros.

Las actualizaciones han sido determinadas sobre la base de la variación de los índices de precios al consumidor publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas que dieron origen a una variación de 2.5% para el período comprendido entre el 30 de noviembre de 2003 y el 30 de noviembre de 2004 (1.0% para igual período del año anterior).

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2003 han sido ajustados extracontablemente en un 2.5% a fin de permitir la comparación con los estados financieros del presente ejercicio.

**c) Bases de conversión**

Las operaciones en moneda extranjera y en unidades de fomento son presentadas al tipo de cambio y equivalencias siguientes:

	al 31 de diciembre de:	
	2004 \$/Unidad	2003 \$/Unidad
Dólar observado (US\$)	557,40	593,80
Dólar tipo de cambio tributario aduanero	587,16	623,78
Unidad de Fomento (UF)	17.317,05	16.920,00

**d) Existencias**

Las existencias corresponden a materias primas y materiales, valorizadas a sus respectivos costos de reposición. Los valores así determinados no exceden sus valores netos de realización de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

Las provisiones de mermos se determinan en base a estudios técnicos y medio ambientales que puedan afectar los inventarios de carbón. La provisión de materiales y repuestos se determina en base a la rotación de los mismos.

**e) Otros activos circulantes**

En este rubro se incluye principalmente, derechos a cobrar por compromiso de venta, los que son presentados al valor de adquisición más los reajustes e intereses devengados al cierre de cada ejercicio.

**f) Activo fijo**

El activo fijo es presentado de acuerdo con el valor de los aportes o al costo, según corresponda, más corrección monetario.

Con fecha 30 de junio de 1986 se procedió a ajustar los valores del activo fijo, según lo establecido en Circulares sobre Retasaciones Técnicas de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La depreciación es calculada linealmente sobre el valor actualizado de los bienes de acuerdo con los años de vida útil remonente. La depreciación del ejercicio se presenta incluida en el costo de la explotación, e incluye la depreciación del mayor y menor valor por retasación técnica del activo.

En relación con instalaciones y otros bienes que se encuentran inactivos, se establece una provisión para ajustar el valor neto de libros de los mismos a su valor estimado de realización.

Los costos de financiamiento directos e indirectos asociados a las obras en ejecución, se activan en el valor de los bienes. Los costos de financiamiento indirectos se activan considerando una tasa promedio de costos de financiamiento real, por no existir un crédito directo asociados a los desembolsos relacionados con el activo fijo. Estos corresponden a intereses y otros costos afines, medidos en términos reales.

De acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile, al 31 de diciembre de 2004 la Sociedad ha evaluado la recuperabilidad del valor de sus activos fijos de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 33 del Colegio de Contadores de Chile A.G. Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores contables de estos activos.

#### **g) Inversión en otras sociedades**

La Sociedad valoriza sus inversiones en otras sociedades al costo de adquisición corregido monetariamente, de acuerdo a lo establecido por la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 emitido por el Colegio de Contadores de Chile A.G. Para fines de la aplicación de las normas indicadas en dicha circular, se ha considerado como costo de adquisición al 1 de enero de 2004, el correspondiente valor patrimonial proporcional registrado al 31 de diciembre de 2003, más el correspondiente saldo del menor valor existente a esa fecha.

Se incluyen en este rubro, todas aquellas inversiones permanentes en que la Sociedad posee menos del 20% de participación a nivel consolidado y en las cuales no se ejerce influencia significativa.

#### **h) Inversiones en empresas relacionadas**

La Sociedad valoriza sus inversiones en acciones de empresas relacionadas, filiales y coligadas, en las cuales se tiene influencia significativa, al valor patrimonial proporcional, de acuerdo a lo establecido en la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y a normas contables de aceptación general, incluyendo la aplicación del Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., en lo relativo a la valorización de las inversiones en empresas del exterior. Estas inversiones se controlan en pesos chilenos cuando sus actividades constituyen una extensión de las operaciones de la matriz y en dólares estadounidenses cuando sus actividades no constituyen una extensión de la matriz y dichas empresas operan en países no estables.

De acuerdo a lo establecido por la circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., se presume influencia significativa, todas aquellas inversiones sobre las cuales se posee más de un 20% de participación, o bien, aquellas sobre las cuales es posible ejercer individualmente o a través del grupo empresarial, una influencia importante en las políticas de la emisora. En el ejercicio anterior, este porcentaje correspondía a un 10%. En virtud de lo anterior, todas aquellas inversiones que se encuentran entre un 10% y un 20% de participación, los cuales hasta el 31 de diciembre de 2003 se valorizaron al método de valor patrimonial proporcional, de acuerdo a lo señalado por el Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., fueron reclasificados al rubro "Inversión en otras sociedades" a contar de 1 de enero de 2004.

Al 31 de diciembre de 2004, la Sociedad ha evaluado la recuperabilidad del valor de sus inversiones en el exterior, de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 33 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y en la Circular N° 150 emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros. Como resultado de esta evaluación, no se han determinado ajustes que afecten los valores contables.

#### **i) Intangibles**

Corresponden a valores de activos que la Sociedad ha diferido de acuerdo a la naturaleza y/o características de los mismos. Dichos valores incluyen, principalmente valores aportados en la formación de la sociedad en el año 1981 por Chilectra S.A. Estos valores se amortizan en un plazo de 30 años a contar de 1 de enero de 1982.

#### **j) Impuestos a la renta e impuestos diferidos**

La Sociedad contabiliza la provisión de impuesto a la renta de primera categoría sobre la base de la renta líquida imponible determinada según la legislación vigente.

La Sociedad reconoce los activos y pasivos por impuestos diferidos por todas las diferencias temporarias, beneficios tributarios por pérdidas tributarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos, según lo establecen los Boletines Técnicos N° 60 y complementarios emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G., considerando la tasa de impuesto a la renta de primera categoría vigente a la fecha de reverso de la diferencia temporaria.

La Sociedad posee como política el establecer una provisión de valuación de aquellos impuestos con una baja probabilidad de utilización.

#### **k) Obligaciones con el público**

Las obligaciones con el público (bonos) se presentan al cierre de cada ejercicio a su valor nominal más intereses y diferencias de cambio devengadas.

El menor valor obtenido, los desembolsos financieros y otros gastos asociados directamente a la emisión de bonos al momento de su colocación, se presentan en el rubro Otros activos y se amortizan por el método de línea recta durante el período de vigencia de los instrumentos.

Las obligaciones con el público contraídas por la Sociedad han sido específicamente designadas y contabilizadas como instrumentos de cobertura de inversiones en el exterior.

#### **l) Indemnizaciones por años de servicios**

La obligación por indemnizaciones por años de servicio pactada con el personal en virtud de los convenios suscritos, es provisionada al valor actual de la obligación total sobre la base del método de costo proyectado del beneficio, considerando para estos efectos una tasa de descuento del 8% nominal anual y está limitado a 31 años de servicio.

#### **m) Plan de pensiones post-jubilatorios**

A partir de 1 de enero de 1999, la compañía ha reconocido el total de la obligación relacionada a los planes de pensión post-jubilatorios de los empleados jubilados y otros beneficios post-jubilatorios de acuerdo a lo estipulado en los contratos colectivos.

Los beneficios post-jubilatorios incluyen el pago de una pensión complementaria adicional a la que provee el sistema legal chileno de pensiones y jubilaciones, la cual es pagada en forma vitalicia. Adicionalmente, estos beneficios incluyen servicios complementarios de salud y subsidios de tarifa eléctrica. Estas obligaciones se contabilizan al valor actual de las obligaciones futuras utilizando una tasa de descuento de 8% nominal anual. También se considera dentro del cálculo, la expectativa de vida de los beneficiarios (en el caso de empleados retirados), así como también la rotación de personal. En el caso de los empleados activos, quienes tienen derecho sólo a los beneficios complementarios de salud y subsidios de tarifa eléctrica, estos beneficios se contabilizan considerando como estimación los gastos incurridos durante el ejercicio. Las obligaciones relacionadas a los servicios complementarios de salud han sido determinadas considerando la tendencia de los costos médicos futuros y los subsidios de tarifa eléctrica, de acuerdo al monto fijo pagado a empleados jubilados y a los empleados activos que tengan derecho al momento de jubilarse.

#### **n) Provisión vacaciones**

La Sociedad registra la provisión de vacaciones del personal sobre base devengada, según lo establece el Boletín Técnico N° 47 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

#### **ñ) Estado de flujo de efectivo**

Este estado ha sido preparado de acuerdo a las disposiciones de la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicando el método directo establecido en el Boletín Técnico N° 50 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

Los valores de efectivo y efectivo equivalente incluidos en dicho estado, representan disponibilidades de caja, depósitos a plazo y/o valores negociables, estos últimos susceptibles de convertirse en dinero en un plazo no superior a 90 días y sin riesgo de pérdida significativa de su valor. Para estos efectos, la Sociedad considera también como efectivo equivalente los saldos correspondientes a instrumentos comprados con compromiso de retroventa, menores o iguales a 90 días desde la fecha de su colocación.

Se incluye bajo el rubro "Flujo originado por actividades de la operación", aquellos flujos de efectivo relacionados con el giro de la Sociedad, intereses pagados, ingresos financieros percibidos y todos aquellos que no están definidos como de inversión o financiamiento.

#### **o) Provisión de deudores incobrables**

La Sociedad determina su estimación de deudores incobrables en base a un análisis individual de sus clientes y de la probabilidad de cobro de sus cuentas por cobrar.

#### **p) Mayor y menor valor de inversión**

Este rubro incluye la diferencia entre el costo de adquisición y el valor patrimonial proporcional originado por las inversiones en empresas relacionadas. La amortización de estos valores se reconoce en resultado en un plazo de 20 años.

Los saldos de los mayores y menores valores, así determinados, fueron generados con anterioridad a la entrada en vigencia de la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., los que actualmente disponen que su determinación será calculada en base a la diferencia entre el costo de adquisición y el correspondiente valor patrimonial determinado después de considerar el ajuste a valor justo de los activos y pasivos adquiridos.

La Sociedad ha evaluado la recuperabilidad de sus mayores y menores valores generados por las inversiones, para lo cual, bajo la jerarquía de la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 56 del Colegio de Contadores de Chile A.G. se ha recurrido a lo estipulado en la Norma Internacional de Contabilidad N° 36 (NIC) "Deterioro del valor de los activos". Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores de estas inversiones.

#### **q) Ingresos de la explotación**

Los ingresos por ventas de energía y potencia se contabilizan de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico.

Los ingresos operacionales incluyen ingresos de energía y potencia suministrada y no facturada, valorados a los precios definidos en los contratos para cada ejercicio. Estos valores se contabilizan en el rubro deudores por ventas en el activo circulante. Los costos relacionados a estos ingresos se contabilizan dentro de los costos operacionales. Adicionalmente, la compañía reconoce ingresos por ventas de existencias, tales como carbón y gas natural al momento de su entrega, así como también por servicios de ingeniería, asesorías y otros en la medida que se preste el servicio.

**r) Gastos diferidos**

La Sociedad difiere los gastos asociados a la colocación de títulos de deuda, amortizándolos en el plazo de vigencia de estos títulos.

**s) Gastos de investigación y desarrollo**

La Sociedad registra bajo este concepto los gastos asociados a estudios de nuevos proyectos de generación eléctrica y otros de investigación, los cuales se registran en resultado de cada ejercicio.

**t) Valores negociables**

Corresponden a cuotas de fondos mutuos, los que se encuentran valorizadas a valor de rescate a la fecha de cierre de cada ejercicio.

**u) Software computacional**

La Sociedad ha desarrollado internamente softwares computacionales y ha adquirido paquetes computacionales. Los costos incurridos en el desarrollo interno de los softwares están formando parte del resultado del ejercicio en el cual se desembolsaron. Los costos desembolsados en la adquisición de paquetes computacionales están activados en el rubro otros activos fijos y se deprecian en un plazo de 36 meses.

**v) Operaciones de derivados**

La Sociedad mantiene contratos de cobertura de monedas y para riesgos por fluctuaciones de tasa de cambio, consideradas como contratos de coberturas de transacciones esperadas.

Se registra en otros activos circulantes u otros pasivos circulantes según corresponda, los efectos netos de los derechos y las obligaciones que emanan de cada contrato según lo convenido, de acuerdo a lo establecido por el Boletín Técnico N° 57 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

**w) Ingresos percibidos por anticipado**

La sociedad tiene formando parte de los rubros "Ingresos percibidos por anticipado" y "Otros pasivos largo plazo", pagos por servicios cancelados en forma anticipada.

El efecto en resultado de estos pagos, será reconocido linealmente dentro de los ingresos de la explotación en el período de vigencia del contrato.

**x) Activos en leasing**

La sociedad tiene formando parte del activo fijo bienes adquiridos vía leasing, los cuales no son jurídicamente de su propiedad, pero sobre los cuales existe una opción de compra. Estos activos son presentados en el rubro Otros activos fijos y han sido valorizados de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 22 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

**y) Depósitos a plazo**

Los depósitos a plazo son presentados al valor de colocación más los reajustes e intereses devengados al cierre de cada ejercicio.

### NOTA 3 - CAMBIOS CONTABLES

La Sociedad a partir de 1 de enero de 2004, modificó el tratamiento contable aplicado a aquellas inversiones que, a nivel consolidado poseía una participación superior al 10% e inferior al 20%. Lo anterior, de acuerdo a lo establecido por la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., ambos con vigencia a partir de 1 de enero de 2004.

Aquellas inversiones cuyo porcentaje de participación se encontraba entre un 10% y 20% y que dejaban de ser consideradas como inversiones en empresas relacionadas por no reunir las características necesarias para ejercer efectivamente influencia significativa, debieron pasar a controlarse al costo más corrección monetaria o diferencia de cambio, según sea el caso. Se consideró como costo de la inversión el último VPP registrado al 31 de diciembre de 2003, más (menos) el correspondiente saldo por amortizar del menor valor de inversiones (mayor valor de inversiones).

Lo anteriormente expuesto, tuvo aplicación respecto de las inversiones en "Gasoducto GasAndes S.A. [Chile]", "Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)" y "CDEC-SIC Ltda.".

## NOTA 4 - INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS

RUT	SOCIEDAD	PAÍS DE ORIGEN	MONEDA DE CONTROL DE LA INVERSIÓN	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN		PATRIMONIO SOCIEDADES	
					2004 %	2003 %	2004 M\$	2003 M\$
Extranjero	Gener Argentina S.A.	Argentina	Pesos	247.483.575	100,00	100,00	178.622.088	95.905.746
96.678.770-8	Norgener S.A.	Chile	Pesos	1.932.764.431	99,99	99,99	227.245.325	219.463.811
Extranjero	C.G.E. Itaba S.A.	R.Dominicana	Dólares	14.091.707	25,01	25,01	201.697.242	212.003.083
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Pesos	64.779.500	50,00	50,00	104.521.429	100.644.309
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	Chile	Pesos	14.367.872	90,00	90,00	67.148.215	60.930.637
78.822.370-6	Petróleos, Asfaltos y Combustibles S.A.	Chile	Pesos	249.112.992	97,90	97,90	3.568.838	3.562.650
Extranjero	GasAndes Argentina S.A.	Argentina	Dólares	10.850.710	13,00	13,00	-	82.630.863
Extranjero	OilGener Inc.	U.S.A.	Dólares	1.000	100,00	100,00	-	-
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	Chile	Pesos	22.464	13,00	13,00	-	32.645.262
Extranjero	Cía. Carbones del Cesar Ltda.	Colombia	Dólares	9.005.374	0,00	99,18	-	3.439.917
Extranjero	Gener Colombia S.A.	Colombia	Pesos	5.284.443	94,26	95,11	2.118.623	2.380.042
Extranjero	New Caribbean S.A.	R.Dominicana	Dólares	4.998	49,98	49,98	3.671.348	2.096.215
96.673.040-4	Energía Verde S.A.	Chile	Pesos	15.271.249	99,99	99,99	21.403.841	25.716.946
96.872.170-4	Servicios de Asistencia Técnica S.A.	Chile	Pesos	1.000	99,90	99,90	-	-
77.345.310-1	CDEC-SING Ltda.	Chile	Pesos	0	14,29	14,29	368.491	442.330
96.814.370-0	Gener Internacional S.A.	Chile	Pesos	24.975.000	99,90	99,90	26.871	29.341
77.286.570-8	CDEC-SIC Ltda.	Chile	Pesos	0	6,67	7,69	-	366.721
Extranjero	Energy Trade & Finance Corp.	Islas Caymán	Pesos	161.640	100,00	100,00	-	-
Extranjero	Inversión Energen S.A.	Argentina	Dólares	11.999	99,99	99,99	-	-

Totales



RESULTADO DEL EJERCICIO		RESULTADO DEVENGADO		V.P.P.		RESULTADOS NO REALIZADOS		VALOR CONTABLE DE LA INVERSIÓN	
2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
[817.505]	4.784.344	[817.505]	4.784.344	178.622.088	95.905.746	-	-	178.622.088	95.905.746
9.331.514	26.151.735	9.331.514	26.151.735	227.245.325	219.463.810	1.432.779	1.489.330	225.812.546	217.974.480
7.220.528	4.599.866	1.805.493	1.150.197	50.434.395	53.011.371	-	-	50.434.395	53.011.371
5.453.092	16.195.262	2.726.546	8.097.631	52.260.714	50.322.155	1.609.640	1.670.220	50.651.074	48.651.935
12.523.678	10.459.147	11.271.311	9.413.232	60.433.394	54.837.574	19.122.282	6.386.332	41.311.112	48.451.242
6.188	[424.737]	6.058	[415.819]	3.493.905	3.487.846	-	-	3.493.905	3.487.846
-	4.737.692	-	615.900	-	10.742.012	-	-	-	10.742.012
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	1.211.812	-	157.535	-	4.243.884	-	-	-	4.243.884
-	-	-	-	-	3.411.643	-	-	-	3.411.643
[274.559]	[225.436]	[258.808]	[214.413]	1.997.083	2.263.656	-	-	1.997.083	2.263.656
7.570.071	2.064.027	878.184	1.031.601	1.834.940	1.047.688	-	-	1.834.940	1.047.688
1.356.256	4.572.272	1.356.256	4.572.272	21.403.840	25.716.944	[147.912]	[154.818]	21.551.752	25.871.762
1.350	551	1.348	550	-	-	-	-	-	-
[74.023]	[1.456]	[10.575]	[208]	52.642	63.190	-	-	52.642	63.190
[2.469]	[6.518]	[2.467]	[6.512]	26.844	29.311	-	-	26.844	29.311
-	[99.905]	-	[7.685]	-	28.209	-	-	-	28.209
8.673.149	65.141.541	18.673.149	65.141.541	-	-	[6.663.449]	[7.046.041]	6.663.449	7.046.041
[1.614]	[3.588]	[1.613]	[3.588]	-	-	-	-	-	-
				597.805.170	524.575.039	15.353.340	2.345.023	582.451.830	522.230.016

El detalle de este rubro es el siguiente:

**a) Gener Argentina S.A.**

Durante el año 2004, AES Gener S.A. efectuó aportes por US\$ 164.335.934, generados dentro del marco de refinanciamiento de las filiales TermoAndes S.A. e InterAndes S.A.. AES Gener prepagó íntegramente las obligaciones negociables emitidas por dichas compañías.

**b) Compañía Carbones del Cesar Ltda. (Colombia)**

Con fecha 24 de agosto de 2004, AES Gener vendió a Carbones Internacionales del Cesar S.A., Belts International Inc. y Aspen Trails Ltda. la participación que poseía sobre Compañía Carbones del Cesar Ltda, en un monto de US\$ 5.000.000, arrojando como resultado una utilidad neta de impuesto en el ejercicio 2004 de M\$ 1.078.358.

**c) Oilgener Inc.**

En el ejercicio 2003, fue castigado el valor contable de la inversión, quedando ésta valorizada a un peso.

**d) Información sobre inversiones en el exterior**

Los pasivos contraídos por AES Gener S.A. y que han sido específicamente designados y contabilizados como instrumentos de cobertura de inversiones en el exterior son:

- BONO USA por US\$ 200.000.000, con vencimiento el 15 de mayo de 2006. Al 31 de diciembre de 2004, el saldo pendiente de pago es de MUS\$ 54.751.
- BONO CONVERTIBLE por US\$ 476.638.900, con vencimiento el 1 de marzo de 2005. Al 31 de diciembre de 2004, se encuentra prepagado en su totalidad.
- BONO RULE 144/A, por US\$ 400.000.000, que cubre las mismas inversiones cubiertas por el bono convertible. Los fondos recibidos fueron utilizados en el prepagado de las deudas vigentes de la compañía.
- CRÉDITO BANCARIO por US\$ 93.474.600 con vencimiento el 31 de diciembre de 2010, que cubre las inversiones en Gener Argentina S.A..

**e) Resultados no realizados**

Los resultados no realizados corresponden a servicios prestados por AES Gener S.A. a sus filiales y coligadas para la construcción de sus plantas. También se incluye la utilidad obtenida en la transferencia de activos fijos a su filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. Estas utilidades no realizadas se amortizan en los años de vida útil promedio de cada planta y el saldo no amortizado se presenta deduciendo el valor de la inversión.

**f) Sociedades argentinas**

AES Gener S.A. posee en Argentina las siguientes inversiones directas:

Gener Argentina S.A. (100%) (que consolida con TermoAndes S.A. (100%) e InterAndes S.A. (100%)) y que posee inversión en Energen S.A. (100%), las cuales han sido valoradas según las normas del Boletín Técnico N° 64 emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G.. Estas inversiones equivalen al 13,5% del total de activos de AES Gener S.A. y los resultados reconocidos por estas empresas implican pérdidas por M\$ 819.119 en los resultados de AES Gener S.A..

#### **g) Proceso de enajenación de inversiones**

En sesión N° 437 de fecha 28 de febrero de 2001, el Directorio dio su autorización para la enajenación de aquellas sociedades que no formaron parte del negocio eléctrico en Chile, entre ellas Empresa Generadora de Electricidad Itabo S.A., Chivar S.A. E.S.P., Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes Argentina S.A. Sin embargo, ninguna de las sociedades antes mencionadas se encuentra en proceso de venta.

#### **h) Utilidades remesables de inversiones en el exterior**

Existen utilidades pendientes de remesar de la coligada New Caribbean Investment S.A. al 31 de diciembre de 2004 por un monto de M\$ 1.815.646.

#### **i) Valuación de inversiones**

En virtud del oficio Circular N° 150 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros, al 31 de diciembre de 2004 se efectuó un estudio de las inversiones en el cual se determinó que los flujos esperados que generarán estas inversiones son suficientes para recuperar los valores registrados contablemente.

**j)** La inversión que mantiene AES Gener S.A. en CDEC-SING Ltda., se valoriza como inversión en empresa relacionada, en virtud que su participación a nivel consolidado alcanza el 28,57%.

**k)** En Junta Extraordinaria de Accionistas de Energía Verde S.A., celebrada con fecha 24 de agosto de 2004, se acordó la división de Energía Verde S.A. en dos sociedades independientes, la continuadora legal que conservó su personalidad jurídica y una nueva "EVSA - Nacimiento S.A.". Lo anterior generó una disminución del capital social de Energía Verde de M\$ 24.361.273 a M\$ 18.975.165. Asimismo, la nueva sociedad se constituyó con un capital inicial de M\$ 5.386.107.

Posteriormente con fecha septiembre de 2004, EVSA - Nacimiento S.A. se fusionó con AES Gener S.A..

**l)** No existen nuevas inversiones al 31 de diciembre de 2004.

#### **NOTA 5 - MENOR Y MAYOR VALOR DE INVERSIONES**

Este rubro incluye la diferencia entre el costo de adquisición y el valor patrimonial proporcional originado por las inversiones en empresas relacionadas. La amortización de estos valores se reconoce en resultado en un plazo de 20 años.

Los saldos de los mayores y menores valores, así determinados, fueron generados con anterioridad a la entrada en vigencia de la Circular N° 1.697 de la Superintendencia de Valores y Seguros y al Boletín Técnico N° 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G., los que actualmente disponen que su determinación será calculada en base a la diferencia entre el costo de adquisición y el correspondiente valor patrimonial determinado después de considerar el ajuste a valor justo de los activos y pasivos adquiridos.

La Sociedad ha evaluado la recuperabilidad de sus mayores y menores valores generados por las inversiones, para lo cual, bajo la jerarquía de la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 56 del Colegio de Contadores de Chile A.G. se ha recurrido a lo estipulado en la Norma Internacional de Contabilidad N° 36 (NIC) "Deterioro del valor de los activos". Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores de estas inversiones.

El detalle al 31 de diciembre de 2004 y 2003 se muestra en cuadro adjunto:

a) Menor valor

RUT	Sociedad	2004		2003	
		Monto amortizado en el período	Saldo Menor Valor	Monto amortizado en el período	Saldo Menor Valor
		M\$	M\$	M\$	M\$
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	58.335	525.015	58.335	583.349
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	-	-	104.911	1.258.931
Extranjero	Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina)	-	-	150.030	1.800.361
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	463.993	4.407.844	350.135	4.872.288
<b>Total menor valor</b>		<b>522.328</b>	<b>4.932.859</b>	<b>663.411</b>	<b>8.514.929</b>

b) Mayor valor

RUT	Sociedad	2004		2003	
		Monto amortizado en el período	Saldo Menor Valor	Monto amortizado en el período	Saldo Menor Valor
		M\$	M\$	M\$	M\$
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	382.590	6.663.448	382.590	7.046.039
<b>Total mayor valor</b>		<b>382.590</b>	<b>6.663.448</b>	<b>382.590</b>	<b>7.046.039</b>

NOTA 6 - OTROS ACTIVOS DE LARGO PLAZO

Este rubro está compuesto por los siguientes conceptos:

	2004	2003
	M\$	M\$
Descuentos en colocación de bonos (a)	27.657	198.333
Gastos diferidos por colocación de bonos (b)	22.704.089	3.530.146
Materiales (f)	199.433	249.530
Activo diferido pensiones complementarias (c)	860.314	1.091.016
Servicio Transferencia energía Quinto Región (e)	966.166	1.298.448
Activo diferido Indemnización años de servicios y pensiones post- jubilatorios (d)	552.543	621.611
Otros	300.649	482.258
<b>Total</b>	<b>25.610.851</b>	<b>7.471.342</b>

a) Descuentos en colocación de bonos corresponden a diferencias producidas en el momento de la emisión entre su valor par y su valor de colocación, y se amortizan con cargo a los resultados en el período de vigencia de los instrumentos.

b) Los gastos diferidos por colocación de bonos corresponden a desembolsos directos por gastos de emisión, gastos legales, seguros de coberturas, los cuales se difieren para ser amortizados en el plazo de vencimiento de estos instrumentos. Al 31 de diciembre de 2004 se incluyen M\$ 21.058.436 correspondientes a desembolsos asociados a bonos colocados en el extranjero en marzo de 2004, por un monto de US\$ 400 millones (Nota 8).

El cargo a resultados por concepto de amortizaciones de descuentos y gastos diferidos en las colocaciones de deuda asciende a M\$ 5.323.864 en el 2004 y M\$ 2.693.541 en el 2003, importes que se presentan en el rubro otros egresos fuera de explotación (Nota 13).

Durante el año 2004 se prepagaron la totalidad de los Bonos convertibles y parte del Bono Yankee, los gastos diferidos asociados a ellos se llevaron directamente a resultados, el monto por este concepto fue de M\$ 2.640.584.

c) El monto incluido en el activo diferido asociado al plan de pensiones complementarias por M\$ 860.314 al 31 de diciembre de 2004, será amortizado en el plazo de 14 años. La amortización por este concepto es de M\$ 299.770 y M\$ 299.770 por los ejercicios 2004 y 2003 respectivamente, importes que se presentan incluidos en el rubro otros egresos fuera de explotación (Nota 13).

d) El monto asociado al activo diferido por indemnización por años de servicio y pensiones post jubilatorias (Nota 2m), será amortizado en un plazo remanente de 9 años. La amortización del ejercicio 2004 y 2003 por este concepto es de M\$ 69.068 y M\$ 59.977, respectivamente.

e) Servicio de transferencia de energía a V Región (Chilquinta S.A.), corresponde al pago anticipado por el servicio de transferencia de energía desde el SIC a V Región amortizable en un período de 10 años, a contar de 1 de mayo de 2000.

f) Los materiales de repuestos se presentan netos de una provisión de obsolescencia por M\$ 924.759 y M\$ 1.157.225 al 31 de diciembre de 2004 y 2003 respectivamente.

## NOTA 7 - IMPUESTOS DIFERIDOS E IMPUESTOS A LA RENTA

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Sociedad no provisionó impuesto a la renta por pagar, debido a que al término de ambos ejercicios, se determinó una base imponible negativa del impuesto de primera categoría. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, el gasto por impuesto corriente corresponde a M\$ 13.967 y M\$ 6.091 respectivamente.

De acuerdo al registro del Fondo de Utilidades Tributables de la Sociedad, al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Sociedad presentó pérdidas tributarias acumuladas de M\$ 140.334.378 y M\$ 107.463.556, respectivamente.

A diciembre de 2004 y 2003, la Sociedad no presenta utilidades tributarias acumuladas ni créditos.

Los saldos de los impuestos de activos y pasivos expuestos en el cuadro adjunto, son presentados en el balance como activos y/o pasivos netos.

La sociedad ha efectuado una provisión de valuación de impuestos al 31 de diciembre de 2004 por un monto de M\$ 2.237.559, correspondiente al tratamiento tributario y su correspondiente registro en el fondo de utilidades tributables, de los dividendos percibidos de filiales.

CONCEPTOS	2004				2003			
	IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO		IMPUESTO DIFERIDO PASIVO		IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO		IMPUESTO DIFERIDO PASIVO	
	Corto Plazo M\$	Largo Plazo M\$	Corto Plazo M\$	Largo Plazo M\$	Corto Plazo M\$	Largo Plazo M\$	Corto Plazo M\$	Largo Plazo M\$
<b>DIFERENCIAS TEMPORARIAS</b>								
Provisión cuentas incobrables	10.884	499.864	-	-	11.156	-	-	-
Ingresos anticipados	41.175	411.972	-	-	249.085	-	-	-
Provisión de vacaciones	82.449	-	-	-	69.944	-	-	-
Activos en leasing	-	-	-	18.386	-	-	-	397
Depreciación activos fijos	-	-	-	56.321.678	-	-	-	57.866.788
Indemnización años de servicio	-	-	-	116.105	-	-	-	126.144
Carbones	35.851	-	-	-	26.296	216.593	-	-
Carbones del Cesar	12.422	-	-	-	306.011	-	-	-
Obligaciones leasing neto de intereses	5.702	12.684	-	-	-	488	-	-
Provisión bonos al personal	155.086	-	-	-	80.292	-	-	-
Provisión materiales de repuesto	360.607	157.209	-	-	237.677	196.728	-	-
Provisión retiro maquinarias y equipos	9.725	-	-	-	29.738	-	-	-
Pérdida tributario	-	23.856.844	-	-	-	18.268.805	-	-
Intangibles	-	-	-	239.238	-	-	-	273.495
Provisiones	525.633	-	-	-	401.500	-	-	-
Inversiones empresas relacionadas en venta	-	640.149	-	-	-	1.125.642	-	-
Utilidad/Pérdida no realizada inversiones	-	2.702.304	-	25.145	-	2.258.156	-	-
Gastos diferidos [Bonos, descuentos, coloc. Bonos, etc.]	-	-	-	3.859.695	-	-	-	600.124
Contratos forwards	-	-	632.404	-	-	-	-	-
<b>OTROS</b>								
Ctas. complementarios-neto de amortización	-	-	-	34.841.443	-	-	-	37.011.920
Provisión de valuación	-	2.237.559	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>1.239.534</b>	<b>26.043.467</b>	<b>632.404</b>	<b>25.738.804</b>	<b>1.411.699</b>	<b>22.066.414</b>	<b>-</b>	<b>21.855.028</b>

El gasto por impuesto a la renta se compone de lo siguiente:

Item	2004 M\$	2003 M\$
Gasto tributario corriente (provisión de impuesto)	(13.967)	(6.091)
Ajuste gasto tributario [ejercicio anterior]	-	-
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	(3.200.018)	1.806.446
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	6.033.620	4.502.762
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	(1.267.747)	(1.299.441)
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambios en la provisión de evaluación	(2.237.559)	-
Otros cargos o abonos en la cuenta	-	-
<b>Totales</b>	<b>(685.671)</b>	<b>5.003.676</b>

## NOTA 8 - OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO CORTO Y LARGO PLAZO

La primera emisión de bonos en el extranjero, por un monto de US\$ 200 millones, colocada con fecha 23 de enero de 1996, se utilizó para financiar el programa de inversiones de capital. Con fecha 1 de marzo de 2004, se prepagaron MUS\$ 145.249.

La Sociedad efectuó en 1998 la primera emisión de bonos convertibles en acciones, por un monto de 500 millones de dólares, de los cuales fueron colocados US\$ 499.943.600, equivalentes al 99,99% de la emisión total. Los fondos recibidos por la colocación de estos bonos fueron utilizados para el refinanciamiento de obligaciones de crédito, las cuales se utilizaron como cobertura para las mismas inversiones que las obligaciones bancarias prepagadas. De esta emisión se convirtieron US\$ 23.304.700 en acciones. Con fecha 24 de marzo de 2004, se prepagaron MUS\$ 156.830, el 2 de abril de 2004 se prepagaron MUS\$ 55.700 y con fecha 31 de mayo de 2004 se prepagó el saldo vigente de MUS\$ 264.108. Además fueron prepagados los premios de no convertibilidad correspondiente al 5,0785% sobre el valor nominal de la deuda establecida al inicio de la emisión.

Con fecha 22 de marzo de 2004, la sociedad emitió bonos en el extranjero por un monto de US\$ 400 millones. Los fondos recibidos fueron utilizados en prepagar parte de la actual deuda vigente de la compañía. Cabe mencionar que para su colocación se contrató una cobertura de tasa, arrojando un pago de MUS\$ 22.128 [M\$ 12.334.147], valor que será amortizado en diez años.

El descuento obtenido en la colocación y los gastos incurridos en la emisión de estos bonos, se presenta en el rubro otros activos de largo plazo (Nota 6).

Los intereses devengados al 31 de diciembre de 2004 y 2003, ascienden a M\$ 5.373.898 y M\$ 9.419.815, respectivamente, y se presentan bajo el rubro Obligaciones con el público, en el pasivo circulante.

Número de inscripción o identificación del instrumento	Series	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de Interés %	Plazo final	Pago de intereses	Periodicidad pago de amortizaciones	Valor Par		Colocación en Chile o en el extranjero
								2004 M\$	2003 M\$	
<b>Bonos largo plazo porción corto plazo</b>										
Bonos convertible	LA1-LA5	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	4.889.238	Chile
Bonos convertible	M	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	896.900	Extranjero
Bonos yankee	única	54.751.000	US\$	6,50	15-Ene-06	semestral	única al final	914.698	3.633.677	Extranjero
Bonos Rule 144/A Reg. S	única	400.000.000	US\$	7,50	25-Mar-14	semestral	única al final	4.459.200	-	Extranjero
<b>Total porción corto plazo</b>								<b>5.373.898</b>	<b>9.419.815</b>	

Número de inscripción o identificación del instrumento	Series	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de Interés %	Plazo final	Pago de intereses	Periodicidad pago de amortizaciones	Valor Par		Colocación en Chile o en el extranjero
								2004 M\$	2003 M\$	
<b>Bonos largo plazo</b>										
Bonos convertible	LA1-LA5	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	245.135.365	Chile
Bonos convertible	M	-	US\$	6,00	01-Mar-05	semestral	única al final	-	121.729.000	Extranjero
Bonos yankee	única	54.751.000	US\$	6,50	15-Ene-06	semestral	única al final	30.518.207	44.968.518	Extranjero
Bonos Rule 144/A Reg. S	única	400.000.000	US\$	7,50	25-Mar-14	semestral	única al final	222.960.000	-	Extranjero
<b>Total largo plazo</b>								<b>253.478.207</b>	<b>411.832.883</b>	

## NOTA 9 - PATRIMONIO

Rubros	2004						
	Capital	Sobreprecio	Otras	Reserva Futuros	Resultados	Dividendo	Resultado
	Pagado	Venta Acciones	Reservas	Dividendos	Acumulados	Provisorio	del Ejercicio
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	660.615.361	29.535.351	53.509.290	5.292.019	5.973.400	-	53.678.463
Distribución resultados ejercicio anterior	-	-	-	-	53.678.463	-	(53.678.463)
Dividendo definitivo ejercicio anterior	-	-	-	-	(56.727.528)	-	-
Aumento del capital con emisión de acciones de pago	62.268.146	-	-	-	-	-	-
Capitalización de reservas y/o utilidades	-	-	-	-	-	-	-
Déficit acumulado período de desarrollo	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste acumulado por conversión	-	-	(19.200.331)	-	-	-	-
Revalorización capital propio	17.884.837	738.384	1.337.732	132.300	(210.529)	(120.962)	-
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	39.454.037
Dividendos provisorios	-	-	-	-	-	(32.366.268)	-
<b>Saldos finales</b>	<b>740.768.344</b>	<b>30.273.735</b>	<b>35.646.691</b>	<b>5.424.319</b>	<b>2.713.806</b>	<b>(32.487.230)</b>	<b>39.454.037</b>
<b>Saldos actualizados</b>							



Capital Pagado M\$	Sobrepeso Venta Acciones M\$	Otras Reservas	2003		Dividendo Provisorio	Resultado del ejercicio
			Reserva futuros Dividendos	Resultados Acumulados		
654.074.615	29.242.922	50.530.190	4.829.292	5.914.257	-	32.416.399
-	-	2.636.863	29.779.536	(32.416.399)	-	(32.416.399)
-	-	-	(29.779.536)	32.416.399	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	(144.607)	-	-	-	-
6.540.746	292.429	486.844	462.727	59.143	-	-
-	-	-	-	-	-	53.678.463
-	-	-	-	-	-	-
<b>660.615.361</b>	<b>29.535.351</b>	<b>53.509.290</b>	<b>5.292.019</b>	<b>5.973.400</b>	-	<b>53.678.463</b>
<b>677.130.746</b>	<b>30.273.735</b>	<b>54.847.023</b>	<b>5.424.319</b>	<b>6.122.735</b>	-	<b>55.020.425</b>

**a) Capital pagado****Número de acciones**

Serie	N° acciones suscritas	N° acciones pagadas	N° acciones con derecho a voto
UNICA	6.386.837.020	6.386.837.020	6.386.837.020

**Capital (monto - M\$)**

Serie	Capital suscrito	Capital pagado
UNICA	740.768.344	740.768.344

a) La Junta General Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de septiembre de 1998, acordó efectuar una emisión de acciones por la suma de M\$ 237.500.000, emitiendo 2.375.000.000 acciones de pago con el exclusivo objeto de respaldar la conversión de los bonos en acciones de la Sociedad. La emisión de dichas acciones se materializó el 13 de noviembre 1998, de acuerdo a su inscripción en el registro de valores. Al 31 de diciembre de 2004, se habían convertido bonos en acciones por el equivalente a US\$ 23.304.700, representando 85.932.258 acciones las cuales se encuentran pagadas.

En Junta General Extraordinario de Accionistas, se acordó aumentar el capital en M\$ 74.245.000, mediante la emisión de 818.126.722 acciones de pago, implicando que cada accionista, por cada acción que posea, tendrá derecho a suscribir 0,1442204083557 acciones de la nueva emisión, para así mantener el mismo porcentaje de participación accionaria. El valor de las acciones de pago que se emitan deberá ser enterado en dinero en efectivo, al contado, y dichas acciones deberán ser emitidas, suscritas y pagadas dentro del plazo máximo que vence el 31 de julio de 2004.

El período de oferta preferente comenzó el 20 de mayo de 2004 y estuvo vigente hasta el 19 de junio de 2004, período en el cual se suscribieron un total de 714.084.243 acciones por un equivalente de M\$ 62.268.146.

**b) Pago de dividendos**

Fecha de pago	Dividendo por acción \$	Dividendo histórico M\$	Dividendo actualizado M\$
Dividendo provisorio 2004 Diciembre 2004	3,17	20.270.033	20.270.033
Dividendo provisorio 2004 Agosto 2004	1,89	12.096.235	12.217.197
Dividendo definitivo 2003 Febrero 2004	10,00	56.727.528	58.088.988
Dividendo 2002 Marzo 2003	1,57	8.933.860	9.102.263
Dividendo 2002 Julio 2003	3,67	20.845.676	21.324.085

La distribución de dividendos definitivos por el ejercicio 2003, aprobada por Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de febrero de 2004, y ratificada en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 6 de abril de 2004 contempló distribuir en el mes de febrero, el 100% de las utilidades del ejercicio, esto es, un dividendo por acción de \$ 9,46250. Asimismo, se definió cancelar adicionalmente \$ 0,5375 por acción, con cargo a otras reservas de utilidades, de tal forma de llegar a un dividendo definitivo de \$ 10 por acción.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 484, celebrada con fecha 22 de agosto de 2004, se acordó distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, un monto equivalente en pesos a US\$ 19.500.000 (M\$ 12.096.235) mediante reparto de un dividendo provisorio de US\$ 0.0035 por acción, en su equivalencia en pesos. El pago se materializó a partir de 16 de septiembre de 2004.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 488, celebrada con fecha 6 de diciembre de 2004, se acordó distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio 2004, un monto equivalente en pesos a US\$ 35.127.603,61 (M\$ 20.270.032) mediante reparto de dividendo provisorio de US\$ 0.0055 por acción, en su equivalencia en pesos. El pago se materializó a partir de 28 de diciembre de 2004.

#### c) Política de dividendos.

La política de dividendos para el 2004, aprobada en Junta General Ordinaria de Accionistas N° 23, celebrada con fecha 19 de febrero de 2004, y ratificada en Junta extraordinaria de accionistas celebrada el día 6 de abril de 2004, acordó distribuir a lo menos, el 50% de las utilidades que se generen durante el año 2004. Asimismo, se expresó la intención por parte del Directorio de repartir un dividendo provisorio durante el ejercicio.

#### d) Ajuste acumulado por conversión

	2004 M\$		2003 M\$	
	Ejercicio	Acumulado	Ejercicio	Acumulado
Corrección monetaria		710.376		357.580
<b>DIFERENCIAS POR CONVERSIÓN</b>				
Compañía de Carbones del Cesar Ltda.	[284.017]	-	(756.178)	291.116
Energy Trade & Finance Corporation	[12.565.636]	6.251.970	(43.382.171)	19.288.046
Gener Argentina S.A.	[18.597.053]	(15.785.329)	(20.240.436)	2.882.017
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	-	319.341	[2.684.491]	327.325
Compañía General de Electricidad Itabo S.A.	[4.470.148]	(4.259.323)	(11.531.037)	216.096
Otras inversiones	[87.709]	[47.654]	(57.080)	41.057
Instrumentos de cobertura para inversiones en el exterior	16.804.232	8.432.489	78.503.172	[8.581.036]
<b>Total movimiento año</b>	<b>(19.200.331)</b>		<b>(148.221)</b>	
<b>Total acumulado al cierre de cada ejercicio</b>		<b>(4.378.130)</b>		<b>14.822.201</b>

#### e) Otras reservas

	2004 M\$	2003 M\$
Ajuste acumulado por conversión	(4.378.130)	14.822.201
Reserva retasación técnica activo fijo	43.677.099	43.677.100
Variaciones patrimoniales de filiales	(3.652.278)	(3.652.278)
<b>Total</b>	<b>35.646.691</b>	<b>54.847.023</b>

f) Al 31 de diciembre de 2003, la Sociedad ha procedido a corregir su renta líquida imponible de los años 2001 y 2002, originando una mayor pérdida tributaria en esos años. Este incremento en la pérdida tributaria originó el reconocimiento de un mayor impuesto diferido activo por M\$ 5.973.400, el cual se ha registrado con abono a la cuenta resultados acumulados. Con el objeto de reflejar la corrección en los estados financieros a diciembre de 2003, se reconoció un incremento en los activos por impuesto diferido y las utilidades retenidas por M\$ 5.973.400 (histórico).

## NOTA 10 - CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES

### 1) GARANTÍAS OTORGADAS

AES Gener S.A. tiene los siguientes compromisos, garantías y obligaciones contingentes:

#### a) Compromisos con instituciones financieras y otras

Tanto los convenios de crédito suscritos por AES Gener S.A. con diversas instituciones financieras como los contratos de emisión que regulan los bonos imponen ciertas obligaciones financieras durante el período de vigencia de dichos convenios, las cuales son usuales para este tipo de operaciones. AES Gener S.A. cumple con todas las obligaciones de deuda y restricciones financieras de acuerdo con los términos y condiciones de cada uno de dichos convenios y contratos. Al 31 de diciembre de 2004, todas las restricciones u obligaciones relacionadas con compromisos con instituciones financieras y bonos se han cumplido.

#### Bonos estadounidenses emitidos (Yankee Bonds) M\$ 111.480.000 (MUS\$ 200.000):

Al 1 de marzo de 2004, AES Gener S.A. compró bonos por la suma de M\$ 80.934.480 (MUS\$ 145.249) como resultado del rescate efectuado por la Compañía, el cual expiró el 27 de febrero de 2004.

La principal obligación financiera contenida en el contrato de emisión de los Yankee Bonds es la siguiente:

- \* Si AES Gener S.A. o alguna de sus filiales, con excepción de Chivor S.A. E.S.P., se encuentra en situación de incumplimiento con respecto al pago de alguna cantidad de capital que exceda la suma de M\$ 8.361.000 (MUS\$ 15.000), los tenedores de los bonos pueden solicitar el pago inmediato de dicha obligación.

#### Bonos Senior registrados en la Bolsa de Valores de Luxemburgo por M\$ 222.960.000 (MUS\$ 400.000):

Como parte de la emisión de los Bonos Senior al 7,5% con vencimiento en 2014, AES Gener S.A. acordó que:

- \* Ni AES Gener S.A. como ninguna de sus "Filiales Restringidas" (según se definen en el contrato de emisión), pueden emitir, asumir o garantizar endeudamientos con garantía sobre bienes o activos de la Compañía, a menos que garantías proporcionales y/o equivalentes sean otorgadas a los tenedores de los bonos.

La Compañía empleará sus mejores esfuerzos para registrar los bonos en la Comisión de Valores y Mercado de EE.UU. (Securities and Exchange Commission) en el formato de una "Declaración de Registro de Oferta de Intercambio" ("Exchange Offer Registration Statement") y hacer que dicha Declaración de Registro sea declarada efectiva dentro de los 270 días siguientes a la fecha de cierre la cual ocurrió el 22 de marzo de 2004. La mencionado Declaración fue registrada y quedó efectiva con fecha 24 de noviembre de 2004. El 21 de enero de 2005, venció el plazo de extensión de la oferta de canje. Tenedores de bonos por un monto de capital de US\$ 399.645.000, equivalentes al 99,91% del total de la emisión, aceptaron el canje de bonos.

#### Obligaciones con bancos e instituciones financieras:

El 30 de noviembre de 2004, Chivor S.A. E.S.P. refinanció su deuda financiera existente de US\$ 260 millones mediante una combinación de: (i) una emisión de bonos por US\$ 170 millones en conformidad con la Regla 144A y la Reglamentación S dictadas en conformidad con la Ley de Valores de los Estados Unidos, (ii) un préstamo sindicado local por aproximadamente US\$ 83 millones, y (iii) con fondos provenientes de caja disponible.

## b) Garantías a terceros

(i) AES Gener S.A. es garante del pago oportuno del 15% del capital e intereses adeudados en conformidad con el préstamo otorgado a la sociedad relacionada GasAndes Argentina S.A. por un sindicato de bancos liderado por Bilbao Vizcaya Argentino (España) S.A. En el mes de diciembre de 2003, AES Gener S.A. otorgó esta garantía de cumplimiento para garantizar el pago de una parte de las obligaciones de GasAndes Argentina S.A. AES Gener S.A. podría estar obligada a cumplir en conformidad con esta garantía si GasAndes Argentina S.A. deja de efectuar los pagos de capital exigidos en conformidad con su convenio de crédito. El monto originalmente garantizado por AES Gener S.A. era M\$ 2.675.520 (MUS\$ 4.800) y al 31 de diciembre de 2004, el monto potencial máximo de pagos futuros que AES Gener S.A. podría estar obligado a efectuar en conformidad con la garantía es de M\$ 1.421.370 (MUS\$ 2.550). La garantía expira en el mes de marzo de 2006, junto al vencimiento del contrato de crédito.

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Compañía no había registrado un pasivo por su potencial obligación de cumplimiento en conformidad con la garantía. No existen disposiciones que pudieran permitir a AES Gener S.A. obtener una recuperación de terceros de cualesquiera cantidades que puedan ser pagadas en conformidad con la garantía, así como tampoco existen activos mantenidos como garantía que AES Gener S.A. pudiera obtener y liquidar para recuperar cantidades que pudieran ser pagadas en conformidad con la garantía.

Adicionalmente, AES Gener S.A. se comprometió para con los financistas de GasAndes Chile S.A. a no vender, preñar o disponer de su participación accionaria en dicha sociedad, sin contar con el consentimiento de los bancos acreedores durante la vigencia del contrato de crédito suscrita por esta sociedad relacionada, cuyo monto original fue de M\$ 75.806.400 (MUS\$ 136.000). El saldo de esta obligación al 31 de diciembre de 2004 es de M\$ 73.585.718 (MUS\$ 132.016) y vence en el año 2011. No existen disposiciones que permitan a la Compañía recuperar de parte de terceros, cantidades que fueran pagadas en conformidad con esta garantía.

(ii) AES Gener S.A. ha suscrito un convenio de compra de gas natural con el Consorcio Sierra Chata, operado por Petrolera Santa Fe S.R.L., el cual contiene una cláusula "Take or Pay" (consumo mínimo) con un compromiso mensual igual a un promedio del 75% del volumen contratado. También prevé un período de 36 meses para tomar posesión del gas remanente pagado pero no consumido. Al 31 de diciembre de 2004, no existe gas pagado pero no consumido. El pago anual mínimo en conformidad con el contrato es de M\$ 13.377.600 (MUS\$ 24.000) y el contrato expira en el mes de diciembre del año 2013. Las mismas disposiciones contractuales se aplican al gas vendido por AES Gener S.A. a su subsidiaria Sociedad Eléctrica Santiago S.A..

(iii) El convenio de transporte de gas suscrito entre la filial TermoAndes S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") no exige en la actualidad ninguna garantía de parte de AES Gener S.A. Ninguna garantía en conformidad con el contrato es necesaria si TermoAndes S.A. o sus accionistas mantienen una Clasificación de Grado de Inversión, definida en el contrato como BBB- o superior. En el evento que ni TermoAndes S.A. o alguna de sus accionistas mantengan una Clasificación de Grado de Inversión, deberá proporcionarse una garantía bancaria por una cantidad igual al pago de un año del servicio. La actual clasificación de TermoAndes S.A. emitida por Fitch Ratings es A (Arg) perspectiva estable, y, en consecuencia, esta filial no ha estado obligada a proporcionar dicha garantía.

## c) Garantías a Filiales

(i) El 27 de febrero de 2004, AES Gener S.A. suscribió un convenio de crédito por MUS\$ 93,4 millones (M\$ 52.061.160) con el objeto de efectuar una oferta para la compra de los bonos emitidos en el año 1998 por sus filiales TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. Inmediatamente después de que la compra quedó perfeccionada, AES Gener S.A. aportó los bonos en especie a su filial Gener Argentina S.A., quien a su vez aportó los bonos a cada una de las filiales TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. respectivamente, provocando con ello la cancelación de los referidos bonos. Este crédito se encuentra garantizado, entre otras garantías, por: i) una prenda sobre la totalidad de los acciones de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A.; ii) una hipoteca sobre la central generadora Salta de TermoAndes S.A. y iii) una prenda sobre la línea de transmisión que conecta la subestación Andes ubicada en la provincia de Antofagasta y el Paso Sico ubicado en la frontera de Chile con Argentina. El saldo pendiente del crédito al 31 de diciembre de 2004 ascendía a la suma de M\$ 43.007.213 (MUS\$ 77.157).

(ii) Como parte del proceso de refinanciamiento de Chivar S.A. E.S.P. completado el 30 de noviembre de 2004, y que se describe más arriba, AES Gener S.A. emitió una Carta de Crédito Stand-by Irrevocable por MUS\$ 9.669 a favor de Low Debenture Trust Company of New York, en su calidad de agente fiduciario, en beneficio de los tenedores de bonos.

(iii) Asimismo, y como parte del proceso de refinanciamiento de la filial Chivar S.A. E.S.P., la filial Energy Trade and Finance Corporation otorgó prenda sobre el total de sus acciones en Chivar S.A.

## 2) LITIGIOS Y DIVERGENCIAS

### a) Divergencias en el CDEC-SIC

Existe una disputa entre las compañías integrantes del CDEC-SIC en relación a la potencia firme que perciben las unidades generadoras. El procedimiento de cálculo de la potencia firme en el CDEC-SIC para los años 2000 y siguientes no pudo ser adoptado por la unanimidad requerida por la normativa eléctrica, por lo que la materia fue resuelta por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción mediante la Resolución Ministerial N° 119 del 2 de noviembre de 2001 (RM 119).

Endesa interpuso un recurso de reposición en contra de la Resolución Ministerial N° 119, que fue resuelto por la Resolución Ministerial N° 17 del 14 de abril de 2004 (RM 17), la que ordenó modificar la metodología de cálculo de potencia firme para plantas hidroeléctricas con embalse, la cual producirá un aumento en la capacidad firme de dichas plantas y una consiguiente disminución de las demás plantas del sistema. El 22 de abril de 2004, AES Gener presentó un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente mediante la Resolución Ministerial N° 35 del 15 de junio de 2004 (RM 35) ordenando al CDEC-SIC aplicar la metodología de cálculo establecida en la RM 17, pero redefiniendo las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga. Endesa interpuso un recurso de reposición en contra de la Resolución N° 35, que fue rechazado el 19 de agosto de 2004. El 27 de julio de 2004, el CDEC-SIC sesionó con el objeto de definir las horas de punta, no lográndose la unanimidad requerida por lo que una nueva divergencia fue sometida y resuelta por el Panel de Expertos mediante Dictamen 1 del 9 de septiembre de 2004. El Dictamen 1 fijó en 8 las horas de punta. El 1 de octubre de 2004, la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC efectuó los reliquidaciones de potencia firme, determinando que debían pagarse a AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A., por concepto de reliquidaciones de transferencias de potencia de punta, la suma de M\$ 6.744.000 (MUS\$ 12.099), M\$ 3.667.000 (MUS\$ 6.579) y M\$ 3.032.000 (MUS\$ 5.440), respectivamente, cifras actualizadas al 1 de octubre de 2004. Mediante RM 65 del 4 de octubre de 2004. Tanto la Compañía como su filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. recibieron pagos sólo por parte de Transelec, mientras que Pehuenche e Ibener S.A. no efectuaron pago alguno. Por su parte, la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. no recibió pago de parte de ninguna de las empresas señaladas. Posteriormente, en octubre de 2004, algunos integrantes del CDEC-SIC presentaron discrepancias con los cálculos efectuados por la Dirección de Operaciones, sometiendo tales cuestiones al Panel de Expertos. El Panel de Expertos emitió su decisión con fecha 9 de diciembre de 2004 mediante los Dictámenes N° 5 al 13. Sobre la base de los Dictámenes N° 5 a 13, la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, con fecha 18 y 19 de enero de 2005, informó el resultado de los balances de transferencias de potencia de punta correspondientes a los períodos abril 2000 a marzo 2004 conforme a los cuales, a AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A., percibieron por dicho concepto la cantidad total de M\$ 2.757.437 (MUS\$ 4.947), M\$ 1.313.631 (MUS\$ 2.357) y M\$ 1.204.114 (MUS\$ 2.160), respectivamente.

Paralelamente, Endesa, Pehuenche S.A. y Pongue S.A. interpusieron ante el Juzgado Civil N° 9 de Santiago una demanda en contra del Fisco de Chile de nulidad de derecho público de la RM 35. El Fisco de Chile ha opuesto excepciones dilatorias a esta demanda. Junto con esto, en el mes de enero, se ha producido una nueva discrepancia al interior del CDEC-SIC respecto de las cotas mínimas utilizadas en los cálculos de potencia firme para los embalses Laja y Rapel.

### b) Disputas en el CDEC-SING

El procedimiento de cálculo para la potencia de punta en el CDEC-SING para los años 2000 y siguientes no pudo ser adoptado por la unanimidad requerida por la normativa eléctrica, por lo que la materia fue resuelta por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción mediante la Resolución Ministerial N° 163 del 28 de diciembre de 2001. Al momento de implementar tal metodología, surgió una nueva divergencia en el CDEC-SING, que fue resuelta mediante la Resolución Ministerial N° 106 de 29 de diciembre de 2003 (RM 106). La RM 106 incluyó entre otros aspectos, una modificación sustancial en la metodología de reconocimiento de los compromisos de potencia de punta de un generador, lo que dio origen a una nueva divergencia relativa a la aplicación propuesta por la Dirección de Operación. En relación con esta divergencia, el 17 de marzo de 2004, el Comité de Expertos del CDEC-SING, tras revisar la posición de las distintas empresas integrantes de dicho CDEC, indicó que la aplicación de la RM 106 presentaba resultados anómalos y contenía elementos no acordes con el texto del DS 327 (reglamento eléctrico), los cuales constituyen un cambio normativo que impide la aplicación retroactiva de la misma desde el año 2000, recomendando modificar la RM 106 y en subsidio de la anterior, que dicha resolución no opere con efecto retroactivo.

Con fecha 6 de abril de 2004, la filial Norgener presentó un recurso ante el Ministerio de Economía solicitando la invalidación de ciertos aspectos de la RM 106, en virtud del artículo 53 de la ley 19.880 que establece los Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los actos de los Órganos de la Administración del Estado, y paralelamente una solicitud para que decrete la suspensión provisional de la ejecución de la RM 106, en la parte afectada por el recurso de invalidación. Con fecha 26 de abril de 2004 el Ministerio de Economía tuvo por interpuesto el recurso y suspendió los efectos de la RM 106 durante su tramitación. Sin embargo, el 26 de junio de 2004, a través de la RM 39/2004, el Ministro rechazó el recurso de invalidación interpuesto y dejó sin efecto la suspensión antes decretada. Acto seguido, Norgener S.A. solicitó a Contraloría General de la República ordenare la invalidación de las RM 106 y 39 por considerar que ellas contradecían la normativa. Esta solicitud se encuentra pendiente.

El 22 de julio de 2004, AES Gener S.A. y Norgener S.A. efectuaron un pago por concepto de potencia firme de aproximadamente M\$ 2.014.000 [MUS\$ 3.613] en conformidad con la aplicación de la RM 106 para el periodo de enero de 2000 a mayo de 2004.

Paralelamente, el Directorio del CDEC-SING ha sometido al Panel de Expertos tres discrepancias que tienen por objeto corregir la aplicación que la Dirección de Operación le ha dado a la RM 106 con el objeto que ella se haga de una manera consistente con los derechos e intereses de AES Gener S.A. y Norgener S.A.. Mediante el Dictamen N° 1-2005 emitido el 26 de enero de 2005, el Panel de Expertos ratificó, en una primera divergencia, la aplicación que le ha dado la Dirección de Operación a la RM 106. Mediante el Dictamen N° 2-2005 de 24 de febrero de 2005, el Panel de Expertos acogió la posición de AES Gener en esa divergencia y decretó que "el cálculo del balance de potencia de punta para los años 2000 a 2003, en lo relativo a la determinación de la demanda de potencia de punta de cada uno de los generadores, se debe realizar aplicando las modificaciones metodológicas incorporadas por la RM 106, a partir del año 2002." Conforme a los cálculos de la compañía, la aplicación del Dictamen N° 2-2005 implicaría para AES Gener S.A. y Norgener S.A. una devolución de aproximadamente 50% del valor pagado en julio de 2004, valor que será determinado por el CDEC-SING durante el mes de marzo de 2005. Con anterioridad, el 3 de febrero de 2005, el Panel de Expertos había declarado inadmisibile otra discrepancia presentada por AES Gener S.A. y Norgener S.A. en relación a la misma materia declarando que la cuestión allí planteada sólo podía ser sometida al Panel de Expertos una vez que estuviesen emitido el Dictamen N° 2-2005.

## c) Procedimientos judiciales

### c.1 Junta de Vigilancia del Río Maipo con AES Gener S.A.

AES Gener S.A. fue demandada por la Junta de Vigilancia del Río Maipo, la cual inició un procedimiento judicial ante el Segundo Juzgado Civil de Santiago [Causa Rol N° 1062-01] por una pretendida deuda que al 31 de diciembre de 2004 ascendía a M\$ 40.422. Este juicio está relacionado con el pago de las cuotas que eran pretendidamente adeudadas a dicha Junta por los años 1999 y 2000. AES Gener S.A. se ha opuesto a la demanda debido a que no hace uso de ninguna de los servicios o instalaciones de la Junta. La demandante ha embargado aproximadamente M\$ 39.690 [MUS\$ 71] de efectivo de AES Gener S.A. El 26 de enero de 2004, el Tribunal emitió una sentencia en contra de la Compañía. AES Gener S.A. apeló la sentencia el 10 de marzo de 2004, recurso que se encuentra pendiente de resolución ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Asimismo, la Junta ha enviado cartas de cobranza extrajudicial por las cuotas correspondientes a los años 2001 a 2004 por la suma de M\$ 289.557 [MUS\$ 519]. AES Gener S.A. ha efectuado una provisión por esta obligación contingente por la cantidad de M\$ 289.557 [MUS\$ 519].

### c.2 Justo Gallardo con AES Gener S.A.

AES Gener S.A. ha sido demandada por el pago de una indemnización de perjuicios por un vecino de la central Renca, quien alega haber sufrido ciertos daños y perjuicios debido a la operación de la central. El señor Gallardo ha solicitado el pago de M\$ 120.000 [MUS\$ 215] a través de una causa que tramita ante el Juzgado Civil de Santiago N° 28 (Causa Rol N° 4070-99). La demanda fue desechada por el Juzgado de Primera Instancia. El demandante dedujo recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago en contra de dicha sentencia, recurso que a la fecha no ha sido resuelto.

AES Gener S.A. estima que la apelación será rechazada dado que la acción no tiene fundamento. No existe conexión entre los hechos alegados y los daños causados. No existe responsabilidad por parte de AES Gener S.A. con respecto a los hechos o los daños, y los derechos alegados se han hecho no exigibles debido a la prescripción.

AES Gener S.A. no ha efectuado una provisión por esta obligación contingente.

**c.3 Banker Trust International Corporation (Delaware) Inc. con AES Gener S.A. y Ralph Wilkerson**

El 24 de mayo de 2002, AES Gener S.A. fue notificada de una demanda presentada por BTI Corporation (Delaware), como cesionario del síndico fiduciario en la quiebra de Cordex Petroleum Inc., una sociedad constituida en conformidad con las leyes de Alberta, Canadá. El monto total pretendido contra AES Gener S.A. en el juicio es M\$ 4.838.789 (MUS\$ 8.681) más intereses y costas judiciales. El juicio se basa en una falta de cumplimiento de contrato, inducción al incumplimiento de contrato, inducción de incumplimiento de obligación fiduciaria y fraude, en relación con la presunta colusión de la Compañía con el otro demandado, el señor Ralph Wilkerson, por incumplir sus obligaciones contractuales y fiduciarias para con Cordex Petroleum Inc.. El juicio, Causa Rol N° 0101 - 05135 fue presentado ante el Tribunal de Queen's Bench de Alberta, Distrito Judicial de Calgary, Alberta, Canadá. El 19 de julio de 2002, AES Gener S.A. presentó una moción alegando la falta de jurisdicción de los tribunales canadienses para conocer la materia y la impropia obtención de una orden judicial que le permitía a la parte demandante notificar la demanda a AES Gener S.A. en Chile. Una audiencia fue originalmente fijada para el 6 de febrero de 2003, pero fue suspendida debido a la presentación de una declaración jurada extemporánea por parte del demandante en respuesta a la moción.

En el mes de marzo de 2003, el tribunal resolvió admitir la presentación de la declaración jurada extemporánea, únicamente si ella era usada para remediar cualquier deficiencia técnica en la información previamente presentada al Tribunal para obtener la orden que permitía a la parte demandante notificar la demanda a AES Gener S.A. en Chile. El 14 de abril de 2003, el demandante presentó una apelación contra esta resolución ante el Tribunal de Apelación de Alberta, y el 14 de marzo de 2004, el Tribunal de Apelación decretó que la resolución del tribunal apelado relativo a la admisibilidad de la declaración jurada presentada en forma extemporánea por el demandante era prematura y que tal materia debería ser resuelta por el tribunal que conoce del recurso de rechazo de AES Gener S.A. Las partes se encuentran negociando un acuerdo extrajudicial que se estima será completado dentro del primer trimestre. La Compañía ha efectuado una provisión de pago por M\$ 1.282.020 (MUS\$ 2.300).

**c.4 Hidroeléctrica Guardia Vieja - Hidroeléctrica Aconcagua con AES Gener S.A.**

En el mes de diciembre de 1999, AES Gener S.A. inició un procedimiento arbitral contra Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (HGV - HASA) reclamando incumplimiento en la ejecución de obligaciones contractuales relacionadas con un contrato de compraventa de energía eléctrica y potencia. El árbitro aceptó los reclamos de AES Gener S.A. y se ordenó a las demandadas a dar cumplimiento a los términos y condiciones del contrato. El 14 de diciembre de 2001, el árbitro emitió una resolución, la cual en consistencia con el reclamo de AES Gener S.A., ordenó la modificación del "Contrato de Compraventa de Energía y Potencia Eléctrica y Otros" entre AES Gener S.A. y HGV - HASA, de fecha 2 de noviembre de 1993. Dicha resolución, ordenó la reliquidación de las facturas emitidas desde el mes de abril de 1998 y hasta la fecha de cumplimiento definitivo de la sentencia. AES Gener S.A. demandó por un monto de M\$ 5.444.617 (MUS\$ 9.257). Al 31 de diciembre de 2004, el monto correspondiente, incluyendo intereses y modificaciones al contrato, era de M\$ 9.064.637 (MUS\$ 16.262). HGV-HASA interpuso un recurso de casación ante la Corte de Apelaciones de Santiago contra el fallo arbitral.

Bosada en la aceptación del árbitro del juicio iniciado por AES Gener S.A., en 2001, la Compañía registró como ingreso una parte de la ganancia contingente igual a M\$ 2.940.374 (MUS\$ 5.275).

**c.5 Imposición de multas Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) como consecuencia del apagón del 23 de septiembre de 2002**

Por Oficio Ordinario de fecha 6 de diciembre de 2002, la SEC presentó cargos contra AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. por pretendidas fallas en la coordinación eléctrica como miembros del CDEC-SIC, relacionada con el apagón ocurrido el 23 de septiembre de 2002 en el SIC. El 24 de enero de 2003, AES Gener S.A. presentó sus descargos y rechazó la validez del reclamo en una presentación hecha ante la SEC.

El 20 de agosto de 2003, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia del apagón, alegando responsabilidad fundada únicamente en su calidad de miembros del CDEC-SIC. A AES Gener S.A. se le impuso una multa de 1.500 UTA (equivalente a aproximadamente M\$ 545.544 (MUS\$ 979)). La filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. fue multada con 1.000 UTA (equivalente a aproximadamente M\$ 363.696 (MUS\$ 652)), y la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. fue también multada con 1.000 UTA (equivalente a aproximadamente M\$ 363.696 (MUS\$ 652)).



AES Gener S.A. y sus sociedades relacionadas presentaron recursos de reposición ante la SEC el 29 de agosto de 2003, los cuales fueron rechazados el 21 de junio de 2004. El 26 de junio de 2004, la Compañía y Sociedad Eléctrica Santiago S.A., y el 2 de julio de 2004, Empresa Eléctrica Guacolda S.A., presentaron recursos de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando en la cuenta del tribunal el 25% de la multa aplicada por la SEC, en la forma exigida. AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. en conjunto, establecieron una provisión por esta obligación contingente por la cantidad de M\$ 227.310 (MUS\$ 408) y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. estableció una provisión por la cantidad de M\$ 90.924 (MUS\$ 163).

#### **c.6 Imposición de multas SEC como consecuencia del apagón del 13 de enero de 2003**

El 21 de febrero de 2003, la SEC formuló cargos contra AES Gener S.A. y los otros miembros del CDEC-SIC, en relación con el apagón que ocurrió el 13 de enero de 2003. La Compañía respondió oportunamente rechazando los cargos. El 27 de abril de 2004, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia del antes mencionado apagón alegando su responsabilidad como consecuencia de su calidad de miembro del CDEC-SIC. AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. fueron cada una multadas con 560 UTA, equivalentes a aproximadamente M\$ 203.670 (MUS\$ 365) cada una. El 7 de mayo de 2004, AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. presentaron recursos de reposición contra las multas aplicadas, los mismos se encuentran pendientes de resolución.

AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. consideran que los cargos formulados por la SEC son improcedentes y como consecuencia de ello, no han establecido una provisión por la obligación contingente.

#### **c.7 Formulación de cargos SEC como consecuencia del apagón del 7 de noviembre de 2003**

El 12 de abril de 2004, la SEC formuló cargos contra AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A., Empresa Eléctrica Guacolda S.A. y la totalidad de las otras empresas miembros del CDEC-SIC, como consecuencia del apagón que ocurrió en el SIC el 7 de noviembre de 2003, alegando responsabilidad basada únicamente en sus respectivas condiciones de miembros del CDEC-SIC. AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. presentaron descargos con fecha 3 de mayo de 2004.

Las Compañías estiman que los cargos formulados por la SEC son improcedentes y como consecuencia de ello no han establecido una provisión por la obligación contingente.

#### **c.8 Formulación de cargos por supuesta infracción de proporcionar a la SEC información errónea**

El 24 de septiembre de 2004, la SEC formuló cargos contra AES Gener S.A. y sus filiales Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Energía Verde S.A., por una supuesta infracción de proporcionar a la SEC información errónea con relación a precios de contratos no regulados que son utilizados en la determinación de precios de nudo regulados durante cada período semestral. El 13 de octubre de 2004, AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Energía Verde S.A. presentaron sus descargos en los cuales rechazaron la justificación de los cargos. AES Gener estima que, los cargos formulados por la SEC son improcedentes y no tienen fundamento.

#### **c.9 Coastal Itabo Ltd. con AES Gener S.A.**

El 11 de marzo de 2004, AES Gener S.A. solicitó un arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") en París en conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4 y el Artículo 18.1 del Pacto de Accionistas suscrito entre AES Gener S.A., Coastal Itabo Ltd ("Coastal") y NCI el 13 de agosto de 1999. Al árbitro se le solicita resolver las disputas entre las partes concurrentes al pacto de accionistas según se describe más adelante.

La solicitud de arbitraje se encuentra fundada en el hecho que AES Gener S.A. ha sido notificado por incumplimiento del antes mencionado pacto de accionistas, basado en la Resolución SIE - 60 - 2003 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de la República Dominicana (SEC) de fecha 5 de septiembre de 2003, la cual ordenó a The AES Corporation disponer de su participación indirecta en Itabo. Esta resolución se basó en el hecho que la SEC cree que The AES Corporation, a través de sus subsidiarias,

controla, y como consecuencia de ello, tiene una participación propietaria en la industria eléctrica de la República Dominicana en exceso del 15% permitido por la ley eléctrica del país. Como resultado de ello, AES Gener S.A. inició un procedimiento de derechos constitucionales ante los tribunales de la República Dominicana. El 20 de febrero de 2004, un tribunal de la República Dominicana emitió un dictamen declarando, entre otras cosas, que los cargos de la SEC no producen efecto legal y le ordenó suspender los efectos de la antes indicada Resolución SIE - 60 - 2003. El 1 de marzo de 2004, la SEC apeló dicho dictamen. El 15 de abril de 2004, Coastal presentó una demanda reconvenional ante la CCI alegando que AES Gener S.A. no ha dado cumplimiento al Pacto de Accionistas en lo relativo al procedimiento establecido para la resolución de disputas entre las partes. AES Gener S.A. presentó su respuesta a la reconvenición el 15 de junio de 2004. La Compañía cree que Coastal no tiene una base legítima para sus reclamos contractuales y carece de un fundamento legal para sus reclamos basados en la ley eléctrica en la medida que la resolución y una "Formulación de Cargos" dictada con posterioridad por la Superintendencia de Electricidad fueron rechazados por un tribunal dominicano. Si Coastal tiene éxito en sus reclamos, la Compañía estaría obligada a vender a Coastal sus intereses en Itabo al 75% de su valor actual, establecido en forma independiente. AES Gener S.A. solicitó el arbitraje ante la CCI en respuesta al reclamo de Coastal que sostiene que AES Gener S.A. no cumplió con el Pacto de Accionistas. A la fecha, el tribunal arbitral ya ha sido elegido.

#### c.10 Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) con Itabo S.A. y su Presidente

El 21 de julio de 2004, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, o (CDEEE), entidad estatal propietaria del 50% de Itabo, inició dos juicios ante un tribunal de la República Dominicana en la ciudad de Santo Domingo contra Itabo y su Presidente. En el primer juicio, la CDEEE solicita una rendición de cuentas tanto por parte de Itabo como de su Presidente, específicamente con relación a la totalidad de las operaciones entre Itabo y sus partes relacionadas. En el segundo juicio, la CDEEE solicita que el tribunal ordene a Itabo entregar sus libros y registros de contabilidad a CDEEE por el período de septiembre 1999 y julio de 2004, y que un perito independiente audite dichos registros contables y presente un informe a CDEEE y el tribunal. En este segundo juicio, la CDEEE también solicita que Itabo pague una multa de aproximadamente M\$ 2.230 (MUS\$ 4). La CDEEE adicionalmente solicita que si Itabo se niega a proporcionar una rendición de cuentas en la forma solicitado, el tribunal ordene el embargo de los bienes muebles e inmuebles de Itabo y su Presidente.

Los contratos en conformidad con los cuales la CDEEE base su posición en estos juicios contienen cláusulas arbitrales que exigen que la totalidad de los reclamos sean presentados ante la CCI en Nueva York y se rijan por las leyes de Nueva York.

El 18 de agosto de 2004, Itabo presentó un recurso ante el Consejo de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio y Producción de Santo Domingo, solicitando las siguientes determinaciones: (i) la inaplicabilidad del sistema de justicia ordinario para conocer los reclamos por parte de la CDEEE, y (ii) la inaplicabilidad de la solicitud de la CDEEE para una rendición de cuentas por parte de Itabo, entre otras cosas. El 18 de agosto de 2004, tuvo lugar la primera audiencia con respecto al reclamo de la CDEEE para la rendición de cuentas e indemnización por daños y perjuicios. En la audiencia, la CDEEE solicitó una extensión del plazo con el objeto de presentar prueba documental. La solicitud fue aceptada por los demandados.

En conformidad con las disposiciones legales y contractuales entre la CDEEE e Itabo, como partes relacionadas en el proceso de capitalización de Itabo, las partes se encuentran obligadas a someterse a un proceso arbitral para el ajuste de cualquier controversia, reclamo o disputa, incluyendo una solicitud referente a una rendición de cuentas o la determinación de una indemnización por daños y perjuicios. El lugar de arbitraje designado es la ciudad de Nueva York.

Con respecto al recurso presentado por Itabo ante el Consejo de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio y Producción de Santo Domingo el 18 de agosto de 2004, el tribunal arbitral se encuentra en la actualidad en el proceso de ser constituido.

En relación con la solicitud de la CDEEE para la rendición de cuentas por parte de Itabo, el 29 de septiembre de 2004, el tribunal rechazó la solicitud de la CDEEE.

Con respecto al segundo juicio en el cual la CDEEE solicita que el tribunal ordene a Itabo a entregar los libros y registros de contabilidad y que un perito independiente audite dichos registros contables. En la audiencia celebrada el 9 de febrero de 2005, el tribunal ordenó una prórroga para la presentación de prueba documental en conformidad con la petición de las partes y estableció la fecha para una nueva audiencia a celebrarse el 30 de marzo de 2005.

El 9 de febrero de 2005, Itabo presentó una demanda de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional ("CCI") en contra de CDEEE y del Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas/ Fondo Patrimonial para el Desarrollo ("FONPER"). Las principales pretensiones de la demanda son que se declare que: (i) los contratos básicos que vinculan a las partes (los "contratos básicos") están vigentes y tienen pleno valor; (ii) CDEEE y FONPER han incurrido en incumplimiento de las disposiciones contractuales contenidas en los contratos básicos que vinculan a las partes, relativas a la solución de controversias y a la no injerencia en la gestión y administración de Itabo; (iii) las demandadas se abstengan de iniciar y/o continuar cualquier acción judicial y/o extrajudicial en contra de Itabo, fuera del mecanismo de solución de controversias previsto en los contratos básicos; y (iv) las personas que acrediten el carácter de accionistas de Itabo deberán cumplir con las disposiciones contenidas en los estatutos sociales de Itabo y con las disposiciones contractuales contenidas en los contratos básicos para dirimir cualquier cuestión relacionado con la gestión y administración de Itabo.

#### **c.11 Arbitraje AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. con productores de gas natural de Argentina, miembros del Consorcio Sierra Chata**

El 13 de julio de 2004, AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. presentaron una demanda solicitando un arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI) contra los productores de gas natural de Argentina miembros del Consorcio Sierra Chata, formado por Petrolera Santa Fe S.R.L., Mobil Exploration & Development Argentina Inc., Atalaya Energy S.R.L., Canadian Hunter Argentino S.R.L. y Total Austral S.A.. Esta acción fue presentada ante la CCI en conformidad con los términos del contrato de suministro de gas. El objetivo principal de la acción es solicitar al tribunal arbitral que ordene a los productores dar cumplimiento a sus obligaciones de entregar el suministro total contratado y/o proporcionar una indemnización por los perjuicios incurridos por las demandantes. A la fecha de la presentación, la Compañía estima que los daños contractuales en cuestión totalizan US\$ 7,3 millones. La Compañía y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. solicitan una indemnización por los daños directos como consecuencia del incumplimiento del contrato, así como también una indemnización por los daños futuros en la forma prevista en la legislación argentina. El 8 de octubre de 2004, las demandadas contestaron la demanda arbitral, sosteniendo que el gobierno argentino decretó las restricciones al gas natural y que como tales, ellos son consideradas eventos de fuerza mayor en conformidad con el contrato. Cada una de las partes, ha designado a un árbitro, y el tercero aún debe ser elegido por los dos árbitros designados. Tan pronto como el tercer árbitro sea elegido, el caso será sometido al tribunal arbitral para una decisión de los términos de referencia.

La Compañía considera que la demanda interpuesta es improcedente y como consecuencia de ello, no ha establecido una provisión por la obligación contingente.

#### **c.12 Compañías de Seguros con AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A.**

El 29 de noviembre de 2004, AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (ESSA) fueron notificadas de una demanda en contra de ellas presentada por tres Compañías de Seguros: Liberty Compañía de Seguros, Compañía de Seguros Generales Cruz del Sur S.A. y Compañía de Seguros Penta Security S.A. Las Compañías de Seguros habían pagado a Codelco Andina por los daños causados por pérdidas de producción debido a la falla de su propia línea de 110 kV en el mes de junio de 2000. Con el objeto de asistir a Codelco Andina, ESSA entregó la energía eléctrica en un punto de suministro alternativo, subestación 110 kV Las Vegas, a través de líneas de transmisión de propiedad de AES Gener S.A. Debido a restricciones de capacidad en las líneas de transmisión de AES Gener S.A., ESSA ofreció, y Codelco Andina aceptó este suministro sujeto a restricciones. En el mes de diciembre de 2000, las restricciones en el sistema de AES Gener S.A. aumentaron y el suministro de energía eléctrica a Codelco Andina fue reducido. Luego de un arbitraje entre las Compañías de Seguros y Codelco Andina, las Compañías de Seguros fueron condenadas a pagar US\$ 6.086.144 a favor de Codelco. Es por ello que las Compañías de Seguros están tratando de recuperar este dinero (más costos, honorarios e intereses) de parte de AES Gener S.A. y ESSA. Las demandantes reclaman en virtud de la subrogación de los derechos de los asegurados,

la indemnización por los daños y perjuicios por presuntas responsabilidades contractuales de ESSA y AES Gener S.A., por la cantidad de US\$ 6.616.658 (cantidad pagada al asegurado, la cual incluye honorarios y gastos del juicio arbitral sostenido entre las partes). La demanda de indemnización de perjuicios se encuentra basada "en la falta de una notificación escrita" por parte de ESSA y AES Gener S.A. acerca de las reparaciones que fueron efectuadas a las líneas de 110 kV (Las Vegas) en conformidad con el contrato de suministro. Ellos afirman que si se hubieran efectuado notificaciones escritas indicando que dicha línea estaría fuera de servicio durante la totalidad del tiempo que los trabajos de AES Gener S.A. tuvieron lugar, Codelco Andina habría adoptado las medidas preventivas para evitar los perjuicios sufridos, especialmente las pérdidas de producción. Adicionalmente, en el evento que la demanda de indemnización por daños y perjuicios debida a la responsabilidad contractual de AES Gener S.A. fuera rechazada, o el Tribunal considerara que la totalidad o parte de la responsabilidad de ESSA excede los límites contractuales, una indemnización por daños y perjuicios por responsabilidad extra-contractual por la misma cantidad, es reclamada. El 21 de diciembre, ESSA y AES Gener S.A., en forma separada, presentaron un incidente de previa y especial pronunciamiento para suspender el juicio principal, y en subsidio excepciones dilatorias, entre ellas la incompetencia del tribunal. Dicho incidente está en etapa de resolución por parte del juez que conoce la causa.

### 3) COMPROMISOS FINANCIEROS

a) AES Gener S.A., como emisor de los Bonos Senior al 7.5% por M\$ 222.960.000 (MUS\$ 400.000) con vencimiento en el mes de marzo de 2014, debe cumplir con ciertas limitaciones con respecto a endeudamiento. Como tal, AES Gener S.A. y sus filiales, con la excepción de Chivor S.A. E.S.P., no pueden emitir instrumentos de deuda a menos que las siguientes restricciones financieras, calculadas sobre la base de los estados financieros consolidados de la Compañía, se hayan cumplido:

- i) Relación de cobertura de gastos por intereses superior a 2,4 veces (medida en base a doce meses); y
- ii) Deuda total no debe exceder 4,5 veces EBITDA (medida en base a doce meses).

Al 31 de diciembre de 2004, AES Gener S.A. está en cumplimiento con la totalidad de los compromisos establecidos en el convenio de Bonos Senior al 7,5%.

b) Como parte del nuevo préstamo sindicado por la cantidad de M\$ 52.061.160 (MUS\$ 93.400) otorgado en conformidad con el convenio de crédito suscrito el 16 de abril de 2004 por AES Gener S.A. y un sindicato de bancos liderado por Deutsche Bank (AG), sucursal de Nueva York en conexión con la reestructuración de la deuda de TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. cuyo vencimiento es el mes de diciembre de 2010, AES Gener S.A. debe cumplir con las mismas restricciones financieras que se aplican en conformidad con los Bonos Senior al 7,5% en la forma que se describen más arriba.

Al 31 de diciembre de 2004, AES Gener S.A. está en cumplimiento con la totalidad de los compromisos establecidos en este convenio de crédito.

### 4) OTRAS

Como resultado de restricciones impuestas por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING), por motivos de seguridad de suministro, la planta de ciclo combinado de TermoAndes ha visto limitado su despacho a una fracción de su capacidad de generación. La eventual relajación de estas restricciones a futuro permitirá un mayor despacho, pero éste podrá estar limitado por la sobreoferta de energía en el Norte Grande. Como resultado de lo anterior, TermoAndes, InterAndes y las instalaciones de transmisión en el norte de Chile pertenecientes a AES Gener S.A. y que están relacionadas con la impartación de energía desde Argentina, se han visto afectadas negativamente. En el caso de las inversiones en Colombia, fundamentalmente Chivor, éstas se han visto afectadas por cambios regulatorios que han reducido sus ingresos, así como limitaciones en el precio de la electricidad y bajo crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

## 5) CAMBIO EN EL RÉGIMEN MONETARIO Y DEVALUACIÓN DEL PESO ARGENTINO

En el mes de enero de 2002, el Congreso de Argentina dictó la Ley N° 25.561 ("Ley de Emergencia") la cual declaró el estado de emergencia económica por un período de un año, renovable por períodos iguales. La última renovación fue resuelta por la Ley N° 25.972, promulgada el 15 de diciembre de 2004, la cual prorrogó la emergencia económica hasta el 31 de diciembre de 2005.

Entre otras medidas, la Ley de Emergencia derogó la convertibilidad del peso argentino en dólares de los Estados Unidos a la tasa de 1 a 1, y los compromisos contractuales que establecían precios en dólares de los Estados Unidos o con cláusulas de reajuste en dólares de los Estados Unidos.

Adicionalmente, la Secretaría de Energía implementó tres resoluciones, las cuales modificaron las condiciones de operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Estas resoluciones son: (a) la Resolución SE 2/02, que convirtió a pesos las obligaciones denominadas en monedas extranjeras establecidas en los procedimientos para la Programación, Despacho de Carga y Cálculo de Precios; (b) la Resolución SE 240/03, que estableció un techo para el precio de mercado de oportunidad; y (c) la Resolución SE 406/03, que modificó las condiciones de cobro relacionadas con el suministro de la energía eléctrica. No obstante, dado que la central Salta no está conectada al MEM, estas medidas no afectan a TermoAndes S.A.

La evolución de la crisis económica argentina puede exigir que el gobierno modifique algunas medidas o que emita reglamentaciones adicionales.

## 6) SITUACIÓN POLÍTICA Y ECONÓMICA EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

La economía de la República Dominicana ha experimentado un bajo crecimiento económico y un aumento en la devaluación e inflación como consecuencia de una serie de factores que incluyen las políticas macroeconómicas del gobierno, una mayor carga tributaria sobre el sector privado y un mayor precio internacional de los combustibles. Asociado con este vuelco negativo económico general, el sector eléctrico ha experimentado importantes problemas tales como: desmedro tarifario, elevadas pérdidas de energía, problemas de cobranza y deficiente calidad de servicio. El 16 de mayo de 2004, el candidato del Partido de Liberación Dominicano, el partido responsable por la privatización del sector eléctrico en la República Dominicana durante el periodo 1996-2000, fue elegido presidente. El nuevo presidente asumió sus funciones el 16 de agosto de 2004, y ya ha recibido una propuesta de parte de los principales inversionistas del sector eléctrico para resolver muchos de los problemas críticos que enfrenta el sector. Este plan incluye medidas para resolver pérdidas operacionales, implementar mejoras reglamentarias, introducir tarifas eléctricas sustentables, obtener apoyo financiero multilateral y mejorar la calidad de los servicios, entre otras. Itabo ha evaluado la recuperabilidad del valor de sus activos fijos en conformidad con las exigencias establecidas en el Boletín Técnico N° 33 de la Asociación de Contadores de Chile A.G. Como consecuencia de esta evaluación, ningún ajuste ha sido determinado que afecte los valores libro de los activos fijos de Itabo. El valor contable de la inversión en C.G.E. Itabo S.A. se muestra en Nota 4.

## Garantías directas (en M\$)

Acreedor de la garantía	Deudor Nombre	Relación	Tipo de garantía	Activos comprometidos Tipo	Valor contable M\$	Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los Estados Financieros			Liberación de garantías				
						2004	2003	2005	Activos	2006	Activos	2007	Activos
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bank of America	AES GENER S.A.	-	PUT	-	-	13.989.244	-	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank	AES GENER S.A.	-	Prenda	Acciones/Activos Fijos	333.628.527	43.007.214	-	3.375.261	26.199.292	8.405.901	65.247.882	31.226.051	242.381.353
Bank Boston	AES GENER S.A.	-	Stand-By	Depósito a plazo	1.029.219	-	1.029.219	-	-	-	-	-	-
Gasoducto GasAndes Argentino S.A.	AES GENER S.A.	Colgada	Stand-By	Depósito a plazo	1.424.229	-	608.112	-	-	-	-	-	-
Gasoducto GasAndes S.A.	AES GENER S.A.	Colgada	Stand-By	Depósito a plazo	1.724.967	-	1.724.967	-	-	-	-	-	-
Banco Chile	AES GENER S.A.	-	Pagaré	-	2.268.373	-	2.268.373	-	-	-	-	-	-
Fisco Chile	AES GENER S.A.	-	Letra	-	46.097	-	46.097	-	-	-	-	-	-
Banco Chibank	AES GENER S.A.	-	Stand-By	-	5.389.361	-	5.389.361	-	-	-	-	-	-

## Garantías indirectas (en M\$)

Acreedor de la garantía	Deudor Nombre	Relación	Tipo de garantía	Activos comprometidos Tipo	Valor contable M\$	Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los Estados Financieros			Liberación de garantías				
						2004	2003	2005	Activos	2006	Activos	2007	Activos
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Banco Bilbao Vizcaya (España)	GasAndes	Colgada	Garantía	-	1.421.370	2.921.496	752.490	-	668.880	-	-	-	-
Obligaciones con el público	Chivor	Filial	Garantía	Acciones	188.828.236	94.758.000	-	-	-	-	-	-	-
ABN AMRO	ETFC	Filial	Aval	-	-	2.434.580	-	-	-	-	-	-	-
Bank of America	Chivor	Filial	Garantía	-	-	30.432.250	-	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank	Gener Argentina	Filial	Prenda	Acciones	-	-	92.144.349	-	-	-	-	-	-
Morgan Stanley Group	ETFC	Filial	Aval	-	-	863.091	-	-	-	-	-	-	-
BCI y Sochabank	EVSA	Filial	Prenda	Acciones	-	-	14.607.480	-	-	-	-	-	-

## NOTA 11 - CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Otorgador de la garantía	Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros	
	2004	2003
	M\$	M\$
Boleta de garantía contrato de operación cancha de carbón por US\$ 200.000	111.480	121.729
Boleta de garantía asignación fondos de administración por unidad de negocios	7.000	7.329
Boleta de garantía por servicios de vigilancia	-	5.056
Boleta de garantía entregada por Babcock Briones S.A. por trabajos en central Ventanas	-	10.250
Boleta de garantía por trabajos de mantención en central Ventanas	3.526	15.375
Boleta de garantía de PAROT Y CIA. LTDA. por servicios de aseo	5.700	-
Boleta de garantía de Oyaneder y Cía	-	5.343
Boleta de garantía de mantención, aseo de áreas verdes y otros.	-	4.293
Boleta de garantía compra repuesto respalda seriedad en adquisición de repuesto	9.116	9.344
Boleta de garantía por traslado turbina a gas desde Minera El Indio IV Región	-	104.232
Garantía interco SIC-SADI	17.860	-
Boleta de garantía transportes Meneses y Díaz	8.500	-
Boletas garantías Andes IT servicio mesa ayuda, data center, administración red, operación telecomunicaciones y mantención de los sistemas	24.918	-
Boleta de garantía ALTIMEC LTDA	7.200	-
Otras boletas de garantía menores	10.914	23.165
<b>TOTAL</b>	<b>206.214</b>	<b>306.116</b>

## NOTA 12 - INGRESOS DE LA EXPLOTACIÓN

Este rubro corresponde mayoritariamente a ventas de energía eléctrica y potencia realizadas en el mercado interno, y su detalle es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
<b>Clientes</b>		
Ventas a Chilectra S.A.	96.574.642	89.224.863
Ventas a Chilquinta S.A.	51.245.059	35.371.288
Ventas a CDEC	29.654.444	23.478.248
Ventas a otros clientes (1)	40.375.111	38.771.664
Venta de combustibles, asesorías y otros (2)	61.448.360	48.484.227
<b>Total</b>	<b>279.297.616</b>	<b>235.330.290</b>

[1] Las ventas de energía, potencia y peajes a otros clientes, corresponden a las efectuadas a Empresa Eléctrica Puyehue S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A., Energía Verde S.A., Cemento Polpaico, Minera Escondida Ltda. y otros.

El suministro de energía y potencia a clientes se rige sobre la base de contratos vigentes para el período y los precios de venta corresponden a los fijados en resoluciones y decretos tarifarios del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

El rubro incluye energía, potencia, peajes y otros, suministrados y no facturados, por un total de M\$ 17.506.890 en 2004 y M\$ 14.871.341 en 2003. Estos valores se encuentran incluidos en el rubro deudores por ventas al 31 de diciembre de 2004 y 2003, respectivamente.

[2] Con fecha 1 de julio de 2004, Minera Escondida Ltda. pagó a AES Gener S.A. un total de US\$ 15 millones, de los cuales: a) US\$ 10 millones corresponden a la remuneración por el uso de las instalaciones de transmisión de propiedad de esta Compañía durante el período comprendido entre el año 1999 hasta el 30 de junio de 2004 y b) US\$ 5 millones por el derecho de Minera Escondida Ltda. a conectarse a la subestación Nueva Zaldívar desde el 1 de julio de 2004 hasta 31 de diciembre del 2015. El pago de US\$ 10 millones, por tratarse de servicios ya prestados, fueron reconocidos en el presente ejercicio con su consecuente abono a resultados, en cuanto al tratamiento contable de los ingresos de la letra b) precedente, serán reconocidos linealmente desde el año 2004 hasta el año 2015, correspondiente al nuevo plazo de vigencia de los contratos.

### NOTA 13 - OTROS INGRESOS Y EGRESOS FUERA DE EXPLOTACIÓN

El rubro Otros ingresos fuera de la explotación incluye los siguientes conceptos:

	2004 M\$	2003 M\$
Ventas de activos fijos	4.776.250	627.860
Venta empresa relacionada (Carbones del Cesar)	1.299.227	-
Utilidad contratos forward	430.821	192.372
Arriendo antena a Entel	4.313	58.659
Fee GasAndes Argentina	627.918	370.486
Otros	243.359	301.459
<b>Total otros ingresos fuera de la explotación</b>	<b>7.381.888</b>	<b>1.550.836</b>

El rubro Otros egresos fuera de la explotación incluye los siguientes conceptos:

	2004 M\$	2003 M\$
Amortización de valores intangibles	201.512	200.962
Amortización descuento y gastos colocación de deudas	5.323.864	2.693.541
Impuestos sobre remesas de intereses	955.631	491.545
Premio bono convertible	2.249.276	460.798
Pensiones complementarias y beneficios post-jubilatorios	949.019	1.425.429
Perdida en forwards y swaps	2.478.711	593.234
Gastos de estudios	378.708	-
Provisión (y ajuste) de retiro de materiales, activos y retiros varios	(85.596)	3.819.124
Provisión pérdida venta Carbones Cesar	-	393.529
Provisión swap TermoAndes e InterAndes	-	1.463.586
Provisión juicio CORDEX	1.282.020	-
Otros egresos fuera de la explotación	359.952	148.753
<b>Total otros egresos fuera de la explotación</b>	<b>14.093.097</b>	<b>11.690.501</b>



## NOTA 14 - COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

El detalle de estos conceptos y su relación porcentual es el siguiente:

	2004		2003	
	M\$	%	M\$	%
<b>Costo variable</b>				
Compra de energía	82.629.317	34	77.729.322	37
Compra de potencia	29.394.013	13	35.290.579	17
Costo uso sistema de transmisión	11.901.369	5	9.255.411	4
Consumo de combustible	22.502.946	10	5.759.928	3
Costo venta combustible	55.345.535	24	44.834.213	22
Otros costos negocio eléctrico	327.856	-	2.326.124	1
	<b>202.101.036</b>	<b>86</b>	<b>175.195.577</b>	<b>84</b>
<b>Costo fijo</b>				
Producción de energía (remuneraciones, gastos de mantención y operación)	5.196.720	2	5.925.970	3
Depreciaciones	17.765.809	8	18.184.697	9
	<b>22.962.529</b>	<b>10</b>	<b>24.110.667</b>	<b>12</b>
<b>Totales</b>	<b>225.063.565</b>	<b>96</b>	<b>199.306.244</b>	<b>96</b>
Costo de la explotación	9.939.368	4	9.105.664	4
Gastos de administración y ventas				
	<b>235.002.933</b>	<b>100</b>	<b>208.411.908</b>	<b>100</b>

Tanto las compras de energía como de potencia efectuadas a empresas generadoras, se han regido por las disposiciones vigentes en el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

La composición porcentual y el detalle del rubro gastos de administración y ventas es el siguiente:

	2004		2003	
	M\$	%	M\$	%
Remuneraciones y beneficios sociales	3.821.783	39	3.112.756	34
Servicios de terceros	2.361.666	24	2.186.589	24
Seguros	1.288.599	13	1.753.208	19
Sistema y comunicaciones	483.969	5	809.150	9
Patentes, impuestos y contribuciones	435.910	4	289.730	3
Otros	1.547.441	15	954.231	11
<b>Totales</b>	<b>9.939.368</b>	<b>100</b>	<b>9.105.664</b>	<b>100</b>

## NOTA 15 - SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Los saldos con las empresas relacionados en general, corresponden a transacciones propias del giro de la Sociedad realizadas de acuerdo con las normas legales en condiciones de equidad en cuanto a plazo o precio se refiere y a precios de mercado.

Con fecha 28 de febrero de 2001, AES Gener S.A. firmó un contrato de cuenta corriente mercantil con Inversiones Cachagua Ltda., cuyos saldos en cuenta corriente eran reajustables en dólares estadounidenses, devengando intereses a Libor a 30 días más un spread, teniendo como vencimiento final el 28 de febrero de 2004.

Con fecha 15 de mayo de 2003, Inversiones Cachagua Ltda. constituyó prenda sobre la totalidad de sus acciones en la compañía en favor de AES Gener S.A. a fin de garantizar el pago íntegro, efectivo y oportuno del saldo definitivo que arroje la cuenta corriente mercantil en su contra, y se obligó a no gravar, enajenar, disponer o celebrar acto o contrato alguno sobre las acciones dadas en prenda e incluye y se extiende, entre otros, al derecho a cobrar y percibir los dividendos y ganancias para aplicarlos al pago de la deuda. Adicionalmente, con fecha 15 de mayo de 2003, se modificó la tasa de interés al 10% anual.

Con fecha 27 de febrero de 2004, fue cancelado en su totalidad la deuda que Inversiones Cachagua S.A. poseía con AES Gener S.A..

La cuenta por cobrar de largo plazo de Energy Trade and Finance Corp. corresponde a trasposos de fondos en dólares efectuados por AES Gener S.A. los cuales no generan intereses, y fueron destinados a pagar la deuda asumida por la inversión en su filial Chivor S.A. E.S.P..

El saldo por cobrar a Gasoducto GasAndes S.A. corresponden a anticipos en dólares libres de intereses, los que están siendo devueltos según sus disponibilidades de fondos.

Las cuentas por pagar a Norgener S.A. corresponden a cuenta corriente mercantil, que se reajusta según la variación de la UF.

## Documentos y cuentas por cobrar

RUT	Sociedad	Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	33.577	59.964	-	-
96.678.770-8	Norgener S.A.	591.919	-	-	-
96.673.040-4	Energía Verde S.A.	185.636	246.498	-	-
Extranjero	Energy Trade & Finance Corp (Islas Cayman)	-	-	224.601.152	241.623.726
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes S.A.	-	-	1.234.057	1.347.511
Extranjero	TermoAndes S.A. (Argentina)	-	3.909.099	-	14.706.504
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	3.480.432	3.006.554	-	-
96.872.170-4	Servicios de Asistencia Técnica S.A.	3.539.034	3.663.378	-	-
Extranjero	Chivor S.A. E.S.P. (Colombia)	-	939	-	-
Extranjero	InterAndes S.A. (Argentina)	-	874.894	-	3.291.455
Extranjero	C.G.E. Itabo S.A. (República Dominicana)	69.839	69.946	-	-
Extranjero	Energen S.A.	9.584	10.627	-	-
77.504.420-9	Inversiones Cachagua S.A.	-	178.929.857	-	-
Extranjero	AES America	7.710	4.761	-	-
<b>Totales</b>		<b>7.917.731</b>	<b>190.776.517</b>	<b>225.835.209</b>	<b>260.969.196</b>

Documentos y cuentas por pagar

RUT	Sociedad	Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
96.678.770-8	Norgener S.A.	-	-	102.823.445	76.500.130
96.673.040-4	Energía Verde S.A.	250.300	1.962.683	-	5.389.029
Extranjero	TermoAndes S.A. (Argentina)	4.814.822	3.295.344	-	-
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	4.125.807	4.671.563	-	-
78.822.370-6	PACSA S.A.	4.116.541	4.135.159	-	-
96.872.170-4	Servicio de Asistencia Técnica S.A.	3.423.120	3.508.698	-	-
78.759.060-8	Inversiones Termoenergía de Chile S.A.	12.436.324	12.810.502	-	-
96.814.370-0	Gener Internacional S.A.	-	-	26.852	29.320
96.761.150-6	Genergia S.A.	7.589.541	7.827.031	-	-
Extranjero	Blue Water	94.671	103.375	-	-
Extranjero	AES Corp.	792.674	365.451	-	-
<b>Totales</b>		<b>37.643.800</b>	<b>38.679.806</b>	<b>102.850.297</b>	<b>81.918.479</b>

Sociedad	RUT	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2004		2003	
				Monto	Efectos en resultados (cargo) abono	Monto	Efectos en resultados (cargo) abono
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada	Compra de energía y potencia	504.717	(504.717)	1.090.146	(1.090.146)
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada	Compra de carbón	707.432	(707.432)	-	-
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada	Venta de carbón	3.059.097	2.489.265	6.520.596	6.503.218
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada	Gastos servicios varios	85.321	85.321	87.154	(72.324)
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	96.635.700-2	Coligada	Dividendo recibida	779.189	-	-	-
Norgener S.A.	96.678.770-8	Filial	Costo de servicios varios	481.631	(261.223)	220.685	(220.685)
Norgener S.A.	96.678.770-8	Filial	Venta de combustibles y manejo	11.500.704	11.500.704	1.789.175	1.789.175
Norgener S.A.	96.678.770-8	Filial	Ingreso de energía y potencia	7.952.035	7.952.035	7.730.711	7.730.711
Norgener S.A.	96.678.770-8	Filial	Contrato de cta. cte. mercantil	28.189.173	[2.262.909]	27.417.853	(766.553)
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	96.717.620-6	Filial	Compra venta de energía y potencia	45.533.792	(45.533.792)	43.744.419	(43.744.419)
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	96.717.620-6	Filial	Suministro y transporte de gas	30.201.612	30.201.612	30.027.008	30.027.008
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	96.717.620-6	Filial	Uso sistemas de transmisión	2.119.853	2.119.853	2.330.275	2.330.275
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	96.717.620-6	Filial	Arriendo de terreno	32.124	32.124	425.305	425.305
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	96.717.620-6	Filial	Otros	359.296	359.296	465.272	465.272
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	96.717.620-6	Filial	Traspaso bienes activos fijos y otros	16.091.857	-	-	-
PACSA S.A.	78.822.370-6	Filial	Traspaso de fondos a filial	39.730	-	45.408	-
PACSA S.A.	78.822.370-6	Filial	Corrección monetaria cta.cte.	281.921	281.921	692.708	(692.708)
PACSA S.A.	78.822.370-6	Filial	Intereses cta. mercantil	375.182	[375.182]	336.130	[336.130]
Inversiones Cochagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista	Abono cta. cte. mercantil	177.078.750	-	30.113.986	-
Inversiones Cochagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista	Intereses devengados cta. cte.	2.454.757	2.454.757	19.631.405	19.631.405
Inversiones Cochagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista	Corrección monetaria cta. cte.	731.824	[731.824]	1.815.573	1.815.573
Inversiones Cochagua Ltda.	77.504.420-9	Accionista	Diferencia de cambio cta. cte.	859.999	859.999	33.348.914	[33.348.914]
CDEC-SIC Ltda.	77.286.570-8	Coligada	Servicios de coordinación	139.370	(139.370)	191.363	[191.363]
CDEC-SING Ltda.	77.345.310-1	Coligada	Servicios de coordinación	139.927	(139.927)	175.302	[175.302]
TermoAndes S.A.	Extranjero	Filial indirecta	Compra de energía y potencia	30.909.806	(30.909.806)	34.386.220	[34.386.220]
TermoAndes S.A.	Extranjero	Filial indirecta	Intereses bonos	224.063	224.063	462.097	462.097
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	Extranjero	Coligada	Intereses y comisiones	48.249	48.249	354.981	354.981
Estudio Claro y Cia.	79.753.810-8	Empresa Director	Servicios recibidos	-	-	80.125	(80.125)
René Cortázar Sanz	5.894.548-K	Director	Honorarios comité 50 Bis.	32.666	(32.666)	29.903	(29.903)
Daniel Yarur Elsaco	6.022.573-7	Director	Honorarios comité 50 Bis.	32.666	(32.666)	29.903	(29.903)
Energía Verde S.A.	96.673.040-4	Filial	Servicios varios	60.088	60.088	10.416	10.416
Energía Verde S.A.	96.673.040-4	Filial	Compra venta de energía y potencia	1.850.172	1.850.172	1.221.986	1.221.986
Energía Verde S.A.	96.673.040-4	Filial	Contrato de cta. cte. mercantil	5.257.589	(105.119)	883.773	(170.689)
Energy Trade & Finance Corporation	Extranjero	Filial	Corrección monetaria cuentas por cobrar	5.992.021	5.992.021	2.755.075	2.755.075
Energy Trade & Finance Corporation	Extranjero	Filial	Diferencia de cambio cuentas por cobrar	20.720.836	(20.720.836)	52.880.928	(52.880.928)
Energy Trade & Finance Corporation	Extranjero	Filial	Variación cuentas por cobrar	3.599.503	-	17.897.311	-

## NOTA 16 - HECHOS POSTERIORES

### 1.- 7 de enero, 2005

Se informó a la SVS, en carácter de hecho esencial, la extensión de la oferta de canje de los bonos senior emitidos por la compañía hasta el día 21 de enero de 2005.

### 2.- 11 de enero, 2005

Se informó en carácter de hecho esencial a la SVS las restricciones en el suministro de gas de la central Nueva Renca de propiedad de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A., aplicadas por los proveedores argentinos como consecuencia de las inyecciones adicionales que deben realizar al mercado interno argentino conforme a las Resoluciones 265/04 y 659/04 de la Subsecretaría de Energía de la República Argentina y de las alternativas de la señalada central para enfrentar esta situación.

### 3.- 18 de enero, 2005

Respondiendo el oficio N° 00425 de la SVS, se completó y actualizó la información comunicada como hecho esencial relativa a las restricciones en el suministro de gas natural de la central Nueva Renca.

### 4.- 31 de enero, 2005

Se informó a la SVS el resultado de la oferta de canje de los bonos senior, la que fue aceptada por tenedores por un monto de capital de US\$ 399.645.000, equivalente al 99,91% del total de la emisión.

### 5.- 24 de febrero, 2005

a) Se actualizó la información entregada a la SVS con fecha 18 de enero de 2005 en conformidad a lo señalado en el Oficio N° 425. Se le comunicó a la SVS lo siguiente:

1.- Que los productores del Consorcio Sierra Chota de la Cuenca de Neuquén responsables de abastecer de gas natural a la central Nueva Renca, de propiedad de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A., están aportando energía alternativa al mercado local argentino, de acuerdo a la normativa de ese país (Resolución N° 659/04 de la Secretaría de Energía). Lo anterior, ha permitido al Consorcio Sierra Chota mantener operativo su permiso de exportación de gas natural a nuestro país, no afectando el suministro a la central Nueva Renca, la que se encuentra funcionando con gas natural y a plena carga.

2.- Que considerando este aporte de energía alternativa al mercado local argentino, los costos para la operación de la central Nueva Renca ascienden actualmente US\$ 26.6/MWh, los que se comparan favorablemente con el valor de US\$ 84/MWh informado en la carta del 18 de enero último para la operación con petróleo diesel.

b) Mediante el Dictamen 2-2005, el Panel de Expertos acogió la posición de AES Gener en esa divergencia y decretó que "el cálculo del balance de potencia de punta para los años 2000 a 2003, en lo relativo a la determinación de la demanda de potencia de punta de cada uno de los generadores, se debe realizar aplicando las modificaciones metodológicas incorporadas por la RM 106, a partir del año 2002." Conforme a los cálculos de la compañía, la aplicación del Dictamen 2-2005 implicaría para AES Gener S.A. y Norgener S.A. una devolución de aproximadamente 50% del valor pagado en julio de 2004, valor que será determinado por el CDEC-SING durante el mes de marzo de 2005.

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores Accionistas de  
AES Gener S.A.

Hemos auditado los balances generales de AES Gener S.A. al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y los correspondientes estados de resultados y de flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la administración de AES Gener S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, basada en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros del año 2003 de las coligadas Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) y Gasoducto Gasandes S.A. (Argentina) y en los años 2004 y 2003 de la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A.. El valor patrimonial proporcional de la inversión directa de la Sociedad en esta empresa al 31 de diciembre de 2004 asciende a M\$50.651.074 (M\$63.637.831 al 31 de diciembre de 2003) y la participación en sus resultados representa una utilidad en empresas relacionadas ascendente a M\$2.787.126 en 2004 (M\$8.931.647 en 2003). Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí presentada en la medida que se relacionó con las cifras correspondientes a estas sociedades en los ejercicios que correspondan, está basado únicamente en tales informes.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los importes e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría también comprende una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

Los mencionados estados financieros han sido preparados para reflejar la situación financiera individual de AES Gener S.A., a base de los criterios descritos en Nota 2, antes de proceder a la consolidación de los estados financieros de las filiales detalladas en Nota 4. En consecuencia, para su adecuada interpretación, estos estados financieros individuales deben ser leídos y analizados en conjunto con los estados financieros consolidados de AES Gener S.A. y filiales, los que son requeridos por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros individuales presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de AES Gener S.A. al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y los resultados de sus operaciones y el flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con los principios descritos en la Nota 2.

Como se explica en Nota 3, a partir del 1 de enero de 2004 la Sociedad ha dado reconocimiento al Boletín Técnico N°72 y Circular N°1697 de la S.V.S. en lo relativo a la valorización de las inversiones en empresas relacionadas cuyo porcentaje de participación es inferior al 20%.

Las notas a los estados financieros adjuntos, corresponden a una versión simplificada de aquellas incluidas en los estados financieros de AES Gener S.A. que han sido remitidos a la Superintendencia de Valores y Seguros, sobre los cuales hemos emitido nuestro informe con esta misma fecha, y que incluyen información adicional requerida por dicha Superintendencia, que no resulta imprescindible para una adecuada interpretación de los mismos.

*Deloitte*

Febrero 9, 2005, excepto por las notas 10. 2) b) y 16.5 que son del 24 de febrero de 2005.

  
Amelia Hernández H.

La siguiente sección tiene por objeto analizar los Estados Financieros Individuales de AES Gener S.A. ("Gener") del año 2004 y explicar las principales variaciones ocurridas respecto de 2003. A continuación, se presenta un resumen de la información contenida en dichos estados. Todas las cifras están expresadas en moneda equivalente, pesos del 31 de diciembre de 2004, de manera que las comparaciones se refieren a variaciones reales entre esta fecha y el 31 de diciembre de 2003.

Los activos y pasivos de la empresa han sido valorizados y presentados de acuerdo a normas y criterios contables que se explican en las respectivas Notas a los Estados Financieros.

## I. Resumen

Al 31 de diciembre de 2004 la compañía obtuvo una utilidad de \$ 39.454 millones, en tanto al 31 de diciembre de 2003 la utilidad fue de \$ 55.020 millones. Esta variación se debió principalmente a la reducción del resultado fuera de explotación por menores utilidades en empresas relacionados y menores ingresos financieros. Por otro lado, el resultado de explotación aumentó principalmente por mayores ingresos asociados a las ventas a clientes regulados.

## II. Análisis comparativo y explicación de las principales tendencias observadas

### a. Liquidez

Liquidez		Diciembre 2004	Diciembre 2003
Activo circulante / Pasivo circulante	(veces)	1,21	3,39
Razón ácida	(veces)	0,29	0,08

La razón entre activo circulante y pasivo circulante disminuyó a diciembre de 2004 respecto a diciembre 2003 debido a la reducción de \$ 153.058 millones del activo circulante y el aumento de \$ 3.164 millones del pasivo circulante.

La disminución del activo circulante se debe principalmente a la reducción en \$ 182.859 millones de las cuentas por cobrar a empresas relacionadas debido al pago del préstamo de la sociedad controladora Inversiones Cachagua en febrero de 2004 y al uso de estos fondos en el rescate anticipado de los bonos como parte del proceso de reestructuración financiera terminado en el primer semestre de 2004.

Por otra parte, la razón ácida, que considera la división entre (i) las cuentas Disponible, Depósitos a plazo y Valores negociables y (ii) Pasivo circulante, aumentó debido a que la cuenta Depósitos a plazo se incrementó \$ 16.673 millones.

### Endeudamiento

Endeudamiento		Diciembre 2004	Diciembre 2003
Pasivo total/Patrimonio	(veces)	0,60	0,72
Pasivo circulante/Pasivo total	(veces)	0,15	0,12
Pasivo largo plazo/Pasivo total	(veces)	0,85	0,88
Pasivo exigible	(millones de \$)	495.002	607.753
Cobertura gastos financieros	(veces)	2,52	2,71



El índice de Pasivo total sobre Patrimonio disminuyó de 0,72 veces a 0,60 veces a diciembre de 2004, debido a que el pasivo total disminuyó \$ 104.822 millones y el patrimonio \$ 7.025 millones.

El Pasivo circulante aumentó \$ 3.164 millones por el incremento de: (i) \$ 8.444 millones en las obligaciones con bancos e instituciones financieras de corto plazo, por aumento de líneas de créditos y financiamiento de compras de carbón; (ii) \$ 3.375 millones en las obligaciones con bancos e instituciones de largo plazo porción corto plazo, asociado al crédito sindicado obtenido en abril de 2004 y utilizado en el refinanciamiento de las obligaciones de las filiales TermoAndes e InterAndes. Estos efectos fueron compensados por la reducción de: (i) \$ 4.046 millones en obligaciones con el público (bonos) debido al rescate anticipado parcial de los bonos Yankees y de la totalidad de los bonos convertibles; (ii) \$ 1.928 millones en dividendos por pagar; (iii) \$ 1.410 millones en las provisiones, básicamente asociados a una disminución en la provisión asociadas a la venta del Carbones del Cesar, cierre de Oilgener y las pérdidas relacionadas al swap de tasa de interés de TermoAndes e InterAndes; (iv) \$ 1.036 millones en cuentas por pagar a empresas relacionadas; y (v) \$ 223 millones en otros rubros.

El pasivo de largo plazo disminuyó \$ 104.822 millones debido a la reducción de: (i) \$ 158.355 millones en las obligaciones con el público (bonos) por el rescate de US\$ 145 millones de los bonos Yankees y de US\$ 477 millones de bonos convertibles que fueron compensados por la emisión de un nuevo bono internacional de US\$ 400 millones y (ii) \$ 12.084 millones en las provisiones, principalmente aquellas asociadas al premio de conversión del bono convertible pagado el 31 de mayo de 2004. Estos efectos fueron compensados por el aumento de: (i) \$ 39.632 millones en obligaciones con bancos e instituciones financieras asociadas al nuevo crédito sindicado utilizado en el refinanciamiento de las obligaciones de TermoAndes e InterAndes; (ii) \$ 20.932 millones en documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas, asociados al incremento en la cuenta por pagar a la filial Norgener y (iii) \$ 1.889 millones en otros rubros.

La cobertura de gastos financieros disminuyó respecto a la obtenida al cierre de los estados financieros a diciembre de 2003 debido a la reducción de \$ 9.877 millones en el resultado antes de impuesto.

## b. Actividad

Patrimoniales		Diciembre 2004	Diciembre 2003
Patrimonio	(millones de \$)	821.794	828.819
Activo fijo neto	(millones de \$)	375.298	393.093
Total activos	(millones de \$)	1.316.796	1.430.572

El patrimonio muestra una reducción de \$ 7.025 millones debido a la disminución en los rubros: (i) Otras reservas de \$ 19.200 millones, relacionadas mayormente a los ajustes por conversión de las inversiones en el exterior y (ii) Utilidades retenidas de \$ 51.463 millones, principalmente debido a la contabilización de dividendos provisorios y una menor utilidad del ejercicio con respecto a diciembre 2003. Esta disminución fue compensada por un aumento del capital pagado por \$ 63.638 millones, como consecuencia del aumento de capital realizado entre mayo y junio de 2004.

El activo fijo neto se redujo \$ 17.795 millones por la variación en las cuentas Construcciones y obras de infraestructura y Maquinarias y equipos relacionada principalmente a la venta de la central Renca a la filial Eléctrica Santiago. Esto fue parcialmente compensado por una menor depreciación del período.

## c. Resultado

Endeudamiento		Diciembre 2004	Diciembre 2003
Ingreso de explotación	(millones de \$)	279.298	235.330
Costo de explotación	(millones de \$)	(225.064)	(199.306)
Resultado operacional	(millones de \$)	44.295	26.918
Gastos financieros	(millones de \$)	(26.165)	(29.055)
Resultado no operacional	(millones de \$)	(4.538)	22.716
R.A.I.I.D.A.I.E. (1)	(millones de \$)	60.981	128.955
E.B.I.T.D.A. operacional (2)	(millones de \$)	62.262	45.304
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(millones de \$)	39.454	55.020

(1) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de impuesto a la renta e ítems extraordinarios, menos diferencias de cambio, menos corrección monetaria y menos amortización menor valor de inversiones.

(2) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado de explotación, más depreciación del ejercicio y más amortización de intangibles.

## Ingresos de explotación

A diciembre 2004, los ingresos operacionales ascendieron a \$ 279.298 millones, cifra 19% superior a la registrada durante el año anterior (\$ 235.330 millones), explicado principalmente por el aumento de \$ 31.003 millones en los ingresos eléctricos.

En cuanto a la composición de los ingresos, el 78% provino del sector eléctrico (ventas al SIC y al SING) y el porcentaje restante fue generado básicamente por ventas de carbón (10%), gas natural (11%) y asesorías técnicas y otros (1%).

Los ingresos provenientes del sector eléctrico, que incluyen ingresos por energía, potencia y otros servicios menores, aumentaron 17%, equivalentes a \$ 31.003 millones, alcanzando \$ 217.849 millones al 31 de diciembre de 2004. Los ingresos por venta de energía aumentaron \$ 26.133 millones, de \$ 121.126 millones, al cierre de diciembre de 2003 a \$ 147.260 millones al cierre de diciembre de 2004, que compensaron la disminución en los ingresos por ventas de potencia de \$ 1.478 millones, de \$ 62.963 millones al cierre de diciembre de 2003 a \$ 61.485 millones al cierre de diciembre de 2004. Los otros ingresos eléctricos aumentaron \$ 6.348 millones, de \$ 2.756 millones al cierre de diciembre de 2003 a \$ 9.105 millones al cierre de diciembre de 2004, principalmente por el ingreso extraordinario de \$ 6.572 millones asociado a la renegociación del contrato de transmisión con Minera Escondida.

## SIC

Los ingresos en el SIC aumentaron \$ 23.129 millones, de \$ 147.530 millones al cierre de diciembre de 2003 a \$ 170.659 millones al cierre de diciembre de 2004, explicado por mayores ventas a (i) clientes regulados por \$ 23.207 millones, explicado por un mayor precio (\$ 5.512 millones) y mayor volumen (\$ 17.696 millones) (ii) CDEC-SIC por \$ 3.121 millones, (iii) Empresa eléctrica Puyehue por \$ 1.612 millones, y (iv) Energía Verde por \$ 1.324 millones, que fueron compensados por menores ventas a Eléctrica Santiago y otros clientes por \$ 6.135 millones.

En términos físicos las ventas de energía aumentaron 619 GWh, debido a mayores ventas a (i) clientes regulados (563 GWh) y (ii) CDEC-SIC (98 GWh), compensados por menores ventas a otros clientes libres (42 GWh). Por su parte, las ventas de potencia aumentaron 991 MW, por mayores ventas a (i) clientes regulados (1.003 MW), Mineras La Valdés y Río Colorado (368 MW), (ii) Eléctrica Puntilla (84 MW) y (iii) otros clientes libres (47 MW), compensados por menores ventas a (i) Hidroeléctrica Guardia Vieja (213 MW), (ii) Energía Verde (254 MW) y (iii) otros (44MW).

## SING

En el SING, los ingresos aumentaron \$ 7.874 millones, de \$ 39.317 millones al cierre de 2003 a \$ 47.190 millones al cierre de 2004, por (i) mayores ingresos asociados a cobros de peaje a Minera Escondida de \$ 6.572 millones, (ii) mayores ventas al CDEC de \$ 2.981 millones y (iii) mayores ventas a Norgener de \$ 74 millones, efectos que fueron parcialmente compensados por menores ventas a las empresas mineras Zaldívar y Lomas Bayas de \$ 1.754 millones.

En términos físicos las ventas de energía disminuyeron 46 GWh, como consecuencia de menores ventas al CDEC-SING por 39 GWh y a Mineras Zaldívar y Mineras Lomas Bayas por 7 GWh. En términos físicos las ventas de potencia aumentaron 312 MW por mayores ventas al CDEC-SING y Norgener 301 MW y a las mineras Zaldívar y Lomas Bayas 11 MW.

En términos físicos globales, las ventas de energía durante el año 2004, fueron 8.131 GWh, cifra 8 % superior al año 2003 y las ventas de potencia fueron 14.300 MW en comparación a los 12.990 MW vendidos durante el año 2003.

La composición de ventas de energía es la siguiente:

GWh	Diciembre 2004	Diciembre 2003
Clientes regulados	5.538	4.874
Clientes libres del SIC y SING	1.351	1.497
Ventas R.M. 88/2003	94	98
CDEC (SIC-SING)	1.149	1.089
<b>Total</b>	<b>8.131</b>	<b>7.558</b>

## Otras líneas de negocios

Los ingresos asociados a otras líneas de negocios aumentaron \$ 12.964 millones. Lo anterior se debe al aumento de ingresos de \$ 12.028 millones por ventas de carbón, \$838 millones por asesorías y otros ingresos y \$ 1.097 millones por ventas de gas.

El aumento en los ingresos por ventas de carbón se explica, en parte, por los mayores ventas a Norgener de \$ 11.808 millones (252 mil TM), debido al mayor despacho de esta filial durante el 2004 comparado con el año 2003. Este aumento fue compensado por menores ventas de \$ 3.256 millones a Guacolda, que durante el año 2004 ha adquirido combustible a través de compras directas a proveedores, mientras que durante el año 2003 lo hacía mediante licitaciones, algunas de ellas adjudicadas a AES Gener. Las ventas de carbón a clientes industriales aumentó \$ 4.412 millones por un mayor precio promedio de ventas.

## Costos de explotación

La proporción de los costos fijos y variables dentro del total de costos de explotación se muestra en la siguiente tabla:

	Enero - Diciembre de cada año (MMS)			
	2004		2003	
Costos operacionales fijos	22.963	10%	24.111	12%
Costos operacionales variables	202.101	90%	175.196	88%
<b>Costos operacionales totales</b>	<b>225.064</b>	<b>100%</b>	<b>199.306</b>	<b>100%</b>

Los costos de explotación aumentaron \$ 25.758 millones (13%), fundamentalmente por mayores costos asociados a: (i) consumo de combustible (\$ 16.743 millones) asociados al mayor despacho de las centrales térmicas, (ii) costo de venta de combustibles (\$ 10.511 millones), (iii) costo uso sistema transmisión (\$ 2.646 millones) y otros (\$ 1.547 millones). Estos aumentos en los costos fueron compensados por una reducción en el rubro compra de potencia (\$ 7.895 millones).

Los costos asociados a la compra de energía, potencia, consumo de combustible, uso sistema de transmisión y costos fijos representaron el 75% del total de costos operacionales, el saldo se distribuye en costos de venta de combustibles 24% y otros (1%).

### Mercado eléctrico

El balance de energía neta de AES Gener se puede resumir de la siguiente forma (expresados en GWh):

	Diciembre 2004	Diciembre 2003
Generación hidráulica	1.426	1.415
Generación térmica	1.512	399
<b>Producción total</b>	<b>2.938</b>	<b>1.814</b>
Compras SIC	3.601	3.988
Compras SING	1.769	1.855
Pérdidas	(176)	(98)
<b>Ventas totales</b>	<b>8.131</b>	<b>7.558</b>

Las compras de energía aumentaron \$ 4.900 millones como consecuencia de mayores compras en el SIC por \$ 4.328 millones y mayores compras en el SING de \$ 572 millones. En el SIC, la variación se explica por la reducción de la cantidad comprado de 387 GWh, de 3.988 GWh a diciembre de 2003 a 3.601 GWh a diciembre de 2004, debido al aumento de la generación durante el año 2004. Las compras de energía en el SING (1.769 GWh) a diciembre de 2004 disminuyeron 86 GWh respecto a diciembre de 2003 (1.855 GWh) y corresponden a las compras de Gener a TermoAndes, parte de las cuales fueron destinadas al suministro de contratos de la compañía en dicho sistema (718 GWh) con las mineras Zaldívar y Lomas Bayas y el excedente, vendido en el mercado spot (1.050 GWh).

Los costos asociados a compras de potencia disminuyeron \$ 5.897 millones por reliquidación de potencia de \$ 9.091 millones, compensado por el incremento de compras en el SIC por \$ 2.013 millones y en el SING por \$ 106 millones y la reliquidación que redujo el costo de compra de potencia en el SIC en febrero de 2003 por \$ 1.075 millones.

En términos físicos, las compras de potencia en el SIC aumentaron 1.129 MW, de 4.987 MW a diciembre de 2003 a 6.116 MW a diciembre de 2004. En el SING las compras de potencia aumentaron 312 MW, de 3.106 MW a diciembre de 2003 a 3.418 MW a diciembre de 2004.

El costo de consumo de combustible aumentó \$ 16.743 millones por el aumento en la generación de 1.113 GWh de las centrales térmicas y el mayor costo del combustible durante el año 2004.

Adicionalmente se aprecia un aumento de \$ 7.533 millones en el costo de venta de combustibles asociado principalmente a aumento en ventas de carbón (\$ 10.345 millones), principalmente a Norgener y a clientes industriales y mayores costos asociados a la venta de gas natural (\$ 166 millones) compensado por menores costos por compras a TermoAndes (\$ 2.978 millones).

### Gastos de administración y ventas

A diciembre de 2004 los gastos de administración y ventas ascendieron a \$ 9.939 millones, cifra 9% superior a la registrada en mismo período del año 2003 (\$ 9.106 millones). La diferencia se explica por mayores costos de remuneraciones y beneficios sociales, servicios de terceros y otros de \$ 1.623 millones, compensados por menores costos en seguros y sistemas y comunicaciones de \$ 790 millones.

### Resultado de explotación

El resultado de la explotación a diciembre de 2004 fue \$ 44.295 millones, superior al resultado a diciembre de 2003 de \$ 26.918 millones. Este aumento en el resultado operacional es consecuencia del mayor margen de explotación de \$ 18.210 millones asociado principalmente a mayores ventas a clientes regulados, menores costos por compra de potencia y mayores ingresos por la renegociación con Minera Escondida, efectos que fueron parcialmente compensados por el mayor consumo de combustible en relación al año 2003.

### Resultado fuera de la explotación

#### Ingresos fuera de la explotación

	Enero - Diciembre (MM\$)	
	2004	2003
Ingresos financieros	4.328	20.704
Otros ingresos fuera de la explotación	7.382	1.551
<b>Total ingresos fuera de la explotación</b>	<b>11.710</b>	<b>22.255</b>

Los ingresos fuera de la operación registran una variación negativa de \$ 10.545 millones, principalmente por menores ingresos financieros de \$ 16.376 millones debido al pago el 27 de Febrero de 2004 de la obligación y los intereses adeudados de la matriz Inversiones Cachagua Limitada con Gener, y a la menor tasa de interés cobrada durante los dos meses que estuvo vigente esta obligación en el año 2004 comparado con la tasa promedio aplicada en el año 2003. Por otro lado, los otros ingresos fuera de la explotación aumentaron \$ 5.831 millones, principalmente por la utilidad de \$ 4.148 millones relacionada con la venta de activos (Carbones del Cesar y la planta Nacimiento).

#### Gastos fuera de la explotación

	Enero - Diciembre (MM\$)	
	2004	2003
Gastos financieros	26.165	29.055
Otros egresos fuera de la explotación	14.093	11.691
<b>Total egresos fuera de la explotación</b>	<b>40.259</b>	<b>40.746</b>

Los gastos financieros disminuyeron \$ 2.890 millones, por las amortizaciones realizadas en el proceso de reestructuración financiera durante el primer semestre del 2004. La reestructuración financiera consideró el rescate voluntario parcial del bono yankee y total del bono convertible emitido en el mercado local, así como la colocación de un nuevo bono en los mercados internacionales.

Los otros egresos fuera de explotación aumentaron \$ 2.403 millones a diciembre del 2004, por mayores amortizaciones relacionadas a los gastos del proceso de reestructuración financiera por \$ 2.630 millones, mayores pérdidas asociadas a contratos forward de monedas y swaps de tasas de interés de \$ 1.885 millones, mayor costo asociado al premio del bono convertible pagado en mayo de 2004 de \$ 1.788 millones y otros efectos por \$ 1.469 millones. Estos resultados fueron compensados por menores provisiones asociadas a retiros de materiales por \$ 3.905 millones y las provisiones realizadas a diciembre de 2003 relacionadas al swap de tasa de interés de los filiales TermoAndes e InterAndes por \$ 1.464 millones.

## Utilidad (pérdida) inversión empresas relacionadas

	Enero - Diciembre (MM\$)	
	2004	2003
Utilidad inversión empresas relacionadas	46.918	121.558
Pérdida inversión empresas relacionadas	(1.569)	(1.031)
Amortización menor valor de inversiones	(522)	(663)
<b>Total utilidad (pérdida) Inversión empresas relacionadas</b>	<b>44.827</b>	<b>119.864</b>

En cuanto al resultado de empresas relacionadas, hubo una variación negativo de \$ 75.026 millones, fundamentalmente porque las contribuciones de los resultados a diciembre de 2004 de las filiales Energy Trade, Norgener, Guacolda, Gener Argentina, Energía Verde disminuyeron \$ 77.591 millones comparados con la contribución del año anterior.

A diciembre de 2004, Energy Trade, empresa que consolida las operaciones de la filial Chivor S.A. en Colombia, obtuvo una utilidad de \$ 18.559 millones, comparada con una utilidad de \$ 65.142 millones al cierre de 2003. Esta variación se debe principalmente al menor resultado fuera de explotación que pasó de un valor de \$ 41.742 millones a \$ 6.500 millones producto de la diferencia de cambio. Además, el rubro impuesto a la renta tuvo una variación negativa de \$ 13.874 millones relacionada a la apreciación del peso colombiano durante el año 2004. Estos efectos fueron compensados por el aumento de \$ 3.101 millones en el resultado de explotación por menores compras de energía de la filial Chivor.

Guacolda, registró una utilidad de \$ 5.453 millones que se compara negativamente con la utilidad reconocida al cierre de 2003 de \$ 16.195 millones. El resultado de explotación tuvo una variación negativa de \$ 3.157 millones, principalmente por mayor consumo de combustible de \$ 4.351 millones y compra de energía \$ 1.399 millones, que fueron parcialmente compensados por mayores ingresos por venta de energía y otros. Por otra parte, el resultado fuera explotación pasó de una utilidad de \$ 3.513 millones a diciembre de 2003, a una pérdida de \$ 5.155 millones por el impacto asociado a la diferencia de cambio que disminuyó \$ 8.392 millones.

Gener Argentina, empresa que consolida las operaciones de TermoAndes e InterAndes en Argentina, registró un resultado negativo de \$ 818 millones, comparado con la utilidad de \$ 4.784 millones a diciembre del año 2003. Esta se explica por la reducción de \$ 6.045 millones en el resultado de explotación, asociado al aumento de \$ 4.736 millones en los costos de explotación producto de un mayor costo por consumo de combustible y una reducción de los ingresos de explotación de \$ 1.937 millones. Las pérdidas del resultado fuera de explotación aumentaron \$ 1.944 millones principalmente por mayores pérdidas por diferencia de cambio de \$ 4.077 millones, parcialmente compensados por menores gastos financieros de \$ 1.945 millones debido a la amortización del saldo de las obligaciones negociables de las filiales TermoAndes e InterAndes en abril de 2004.

Eléctrica Santiago, obtuvo una utilidad de \$ 12.253 millones, superior en \$ 2.064 millones a la utilidad de \$ 10.459 millones al cierre de 2003. Esta variación es explicada por menor impacto en el impuesto a la renta de \$ 1.086 millones y una reducción de las pérdidas en el resultado fuera de explotación en \$ 708 millones. El resultado de explotación aumentó \$ 311 millones de \$ 13.567 millones en 2003 a \$ 13.838 millones en 2004, principalmente por un aumento del precio nudo y el ingreso extraordinario de \$ 3.179 millones por la renegociación de las obligaciones bajo el contrato de operación y mantención entre esta filial y General Electric, compensados parcialmente por mayores compras de energía.

Energía Verde registró una utilidad de \$ 1.356 millones a diciembre de 2004, \$ 3.216 millones menos que la utilidad a diciembre de 2003 de \$ 4.572 millones. El resultado de explotación disminuyó \$ 2.651 millones por el aumento en las compras de energía y consumo de combustible y una reducción de los ingresos de explotación asociado a la planta Nacimiento, vendida en septiembre de 2004, en tanto, el resultado fuera de explotación disminuyó \$ 1.495 millones principalmente por el mayor impacto por diferencia de cambio.

Norgener obtuvo una utilidad neta de \$ 9.332 millones, \$ 16.820 millones menos que la utilidad registrada a diciembre de 2003 de \$ 26.152 millones, producto de un menor margen de explotación de \$ 15.257 millones como consecuencia de mayores costos asociados al consumo de combustible y de la disminución de los ingresos producto del acuerdo con Escondida. El resultado fuera de la explotación presenta una disminución de \$ 2.851 millones como consecuencia de las variaciones negativas de diferencia de cambio y gastos financieros asociados a derechos de internación.

### Corrección monetaria y diferencias de cambio

El efecto de la corrección monetaria fue negativo en \$ 1.450 millones durante el año 2004, comparada con la pérdida de \$ 704 millones para el año 2003. Esto se explica por el mayor efecto de la variación del IPC sobre las cuentas de patrimonio y pasivos no monetarios y el efecto negativo sobre las inversiones en empresas relacionadas que se corrigen por dicha variación. El factor de IPC para el período Enero-diciembre de 2004 fue 2,5% comparado con un factor de 1,0% utilizado el período enero-diciembre de 2003.

La diferencia de cambio generó una pérdida de \$ 19.365 millones a diciembre de 2004 respecto a la pérdida de \$ 77.953 millones en igual período de 2003. Esto se debió principalmente al efecto de la variación del tipo de cambio sobre cuentas por cobrar a empresas relacionadas, bancos y depósitos a plazo. El tipo de cambio reflejó una apreciación nominal del peso de 6,1% desde el cierre del ejercicio 2003 y diciembre 2004, comparado con la apreciación nominal de 17,4% para el período comprendido desde enero a diciembre del año 2003.

### Impuesto a la renta

La línea de impuestos muestra un efecto negativo de \$ 686 millones en los resultados de 2004, comparados con el efecto positivo de \$ 5.004 millones a diciembre de 2003, principalmente por la variación del efecto por activos o pasivos por impuestos diferidos del ejercicio y otros cargos.

### Utilidad neta

A diciembre del año 2004, Gener registró una utilidad de \$ 39.454 millones, mientras que en el año anterior obtuvo una utilidad de \$ 55.020 millones, lo cual significó una variación negativa de \$ 15.566 millones. Esta variación se explica fundamentalmente por un menor resultado fuera de explotación y un mayor impacto tributario, compensados por un mayor resultado de explotación asociado principalmente a mayores ingresos de clientes regulados y menores costos por compra de potencia.

### d. Rentabilidad

Rentabilidad		Diciembre 2004	Diciembre 2003
De los activos (1)	(%)	2,87	3,76
Del patrimonio (1)	(%)	4,78	6,76
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	11,53	6,68
Utilidad / Acción (3)	(pesos)	6,18	9,70
Retorno de dividendos (4)	(%)	14,91	4,87

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad acumulada a diciembre de cada año.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice es el total de activos fijos

(3) La utilidad por acción a diciembre de 2004 y 2003 está calculada considerando al número de acciones pagadas a cada fecha.

(4) Considero los dividendos pagados en los últimos doce meses dividido por el precio de mercado de la acción el cierre de diciembre.

La variación en la rentabilidad de los activos y del patrimonio se explica principalmente por el menor resultado del ejercicio en \$ 15.566 millones, en tanto la variación del total de activos fue de \$ 113.650 millones, por la reducciones del activo fijo y circulante, explicadas anteriormente.

La utilidad por acción se explica por el menor resultado del ejercicio y el aumento de 714 millones de acciones por el aumento de capital realizado entre el 20 de mayo y 20 de junio de 2004.

El retorno de los dividendos aumentó fuertemente por los pagos realizado en febrero, septiembre y diciembre de 2004, por un total de \$ 15,06 por acción en comparación con \$ 5,24 a diciembre de 2003.

### III. Análisis de diferencias entre valores libro, valores de mercado y/o económicos de los principales activos

Al 31 de diciembre de 2004, el total de activos es \$ 1.316.796 millones, inferior en \$ 111.848 millones al total de activos al cierre de diciembre del año 2003 de \$ 1.428.644 millones. Esta reducción se produjo principalmente en los activos circulantes (\$ 153.058 millones), por menores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas por \$ 182.859 millones relacionado con el pago del préstamo a Inversiones Cachagua, que fue compensado por un aumento de los Depósitos a plazo por \$ 16.673 millones, mayores Existencias por \$ 5.250 millones y las cuentas Otros activos circulantes por \$ 9.654 millones, fundamentalmente por mayores recursos invertidos en derechos con pacto de retrocompra.

El rubro de activo fijo se redujo \$ 17.795 millones por la variación en la línea Obras en infraestructura por \$ 12.222 millones y Maquinarias y equipos por \$ 30.318 millones, principalmente por la venta de activos fijos de la central Renca a la filial Eléctrica Santiago, que fueron parcialmente compensados por una menor depreciación de \$ 30.038 millones.

El total de Otros activos aumentó \$ 59.006 millones, principalmente por el aumento de Inversiones en empresas relacionados de \$ 60.221 millones, principalmente por el aumento del valor contable de la inversión en Gener Argentina por la contribución de capital en el proceso de reestructuración financiera que consideró el prepago de la deuda vigente de esta filial. Además, el rubro Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas disminuyó \$ 35.134 millones por menores obligaciones de la filial Energy Trade.

Los activos de la compañía están valorizados según los principios contables generalmente aceptados en Chile, y las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, reflejados en la Nota 2 de los Estados Financieros. Basado en condiciones actuales, la administración de AES Gener S.A. estima que el valor económico de las filiales Chivor S.A. E.S.P y de TermoAndes e InterAndes es hoy inferior a su respectivo valor libro. En el caso de Chivor, esto se debe entre otras cosas, a los cambios regulatorios que han reducido significativamente sus ingresos, así como también a las limitaciones en el precio de electricidad y el bajo crecimiento en la demanda de energía eléctrica en Colombia. En el caso de TermoAndes e InterAndes, las razones principales son la importante sobrecapacidad en el sistema del norte chileno y las limitaciones de despacho impuestas por el CDEC-SING. Sin embargo, en ambos casos, no hay evidencia que en forma permanente las operaciones de esas empresas no producirán ingresos suficientes para cubrir todos sus costos, incluyendo la depreciación de los activos fijos. Bajo esas circunstancias y en virtud de lo establecido en el Boletín Técnico N° 33, párrafo 25 y en el Boletín Técnico N° 64, párrafo 47 no se han hecho ajustes en el valor libro de los mencionados activos.

### IV. Análisis de las variaciones más importantes ocurridas durante el periodo, en los mercados en que participa, en la competencia que enfrenta y en su participación relativa.

#### Mercado:

La actividad de generación de AES Gener S.A. se desarrolla fundamentalmente en torno a dos grandes sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre desde el sur de la II región hasta la X región y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abarca la I y parte de la II región.

**SIC:** Durante el año 2004, el crecimiento de las ventas de energía eléctrica en el SIC fue 7,9% comparado con el aumento de 5,8% en el año 2003. El costo marginal promedio en dólares durante el año 2004 fue 31,8 mills/kWh versus 16,6 mills/kWh para el año anterior. Este aumento del costo marginal se explica principalmente por menor oferta hidráulica en los primeros meses del año previo al inicio del periodo de lluvias y la menor disponibilidad de gas en 2004.

**SING:** El crecimiento de las ventas de energía eléctrica en el SING durante el periodo enero-diciembre 2004 fue 7,2%, mientras que durante el periodo enero-diciembre de 2003 el aumento en las ventas alcanzó un 10,5%. El precio promedio durante el periodo analizado 25,5 mills/kWh, superior al costo marginal promedio del año 2003 de 14,9 mills/kWh, principalmente por la menor disponibilidad de gas durante el 2004.

#### Competencia y participación relativa:

**SIC:** Durante el año 2004, el aporte hidráulico de AES Gener en el SIC fue 4,0%, mientras que el aporte térmico de 4,5%. Durante el año 2003, las centrales hidráulicas de la compañía aportaron 4,3% de la generación neta total en el SIC y las centrales térmicas el 1,6% de la generación neta total. La generación neta acumulada a diciembre de 2004 en el SIC fue 35.684 GWh comparada con 33.168 GWh a diciembre de 2003.

**SING:** Durante el año 2004, la central de ciclo combinado Salla, perteneciente a TermoAndes, pero representada en Chile por Gener aportó el 1,6% de la generación neta total en el SING, en tanto en igual periodo del año pasado aportó el 17%. La generación neta acumulada a diciembre de 2004 en el SING fue 11.745 GWh comparada con 10.932 GWh a diciembre de 2003.



## V. Descripción y análisis de los principales componentes de los flujos netos originados por las actividades operacionales, de inversión y de financiamiento del período correspondiente.

El flujo neto total a diciembre de 2004 fue un ingreso de \$ 24.543 millones, en tanto en el año 2003 representó un egreso de \$ 14.990 millones. Esta diferencia se explica por las variaciones positivas en actividades de la inversión que ascendieron a \$ 159.436 millones que compensó la reducción de \$ 138.691 millones en las actividades de financiamiento y la reducción de \$ 7.800 millones en las actividades de la operación.

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de \$ 25.529 millones durante el año 2004, en tanto durante el año anterior generaron un flujo de \$ 33.330 millones. La variación se explica por los mayores: (i) pagos a proveedores y personal (\$ 52.541 millones), (ii) intereses pagados (\$ 10.229 millones) (iii) I.V.A. y otros similares pagados (\$ 4.124 millones) y (iv) otros gastos pagados (\$ 2.102 millones). Estos efectos fueron compensados por mayor: (i) recaudación de deudores por ventas (\$ 59.884 millones), (ii) ingresos financieros percibidos y otros ingresos (\$ 1.310 millones).

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de \$ 143.033 millones a diciembre del año 2004, comparado con un flujo negativo a diciembre de 2003 de \$ 4.343 millones, explicado por: (i) los pagos anticipados de los bonos Yankee y convertible (\$ 399.578 millones), (ii) mayor pago de dividendos (\$ 60.376 millones), (iii) gastos asociados a la colocación de un bono por US\$ 400 millones con vencimiento en el 2014 (\$ 26.945 millones), (iv) menor obtención de préstamo de empresa relacionada (\$ 26.815 millones) y (v) mayor pago de préstamos asociados al nuevo crédito sindicado utilizado para refinanciar el los créditos de las filiales TermoAndes e InterAndes (\$ 14.152 millones). Estos efectos fueron compensados por los recursos provenientes de: (i) la colocación del nuevo bono de US\$ 400 millones (\$ 253.961 millones), (ii) el préstamo sindicado otorgado en abril de 2004 con vencimiento el año 2010 (\$ 71.576 millones) y (iii) el aumento de capital llevado a cabo entre mayo y junio de 2004 (\$ 63.638 millones).

Por último, las actividades de inversión generaron durante el año 2004 un ingreso de \$ 142.046 millones, mientras que en el año 2003 generaron un flujo negativo de \$ 17.390 millones. Esta diferencia se debe básicamente a los recursos percibidos por: (i) recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas por pago del préstamo con Inversiones Cachagua (\$ 153.275 millones), (ii) recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas (\$ 44.555 millones), (iii) mayores ingresos por venta de inversiones permanentes y activos asociados a las ventas de la planta Nacimiento, venta de la mina Carbones del Cesar en Colombia y la venta de activos fijos de la central Renca a la filial Eléctrica Santiago (\$ 27.897 millones), (iv) menores préstamos a empresas relacionadas (\$ 20.000 millones) y (v) otros (\$ 1.977 millones). Estas variaciones fueron compensadas por: (i) mayores inversiones permanentes (\$ 88.044 millones) en TermoAndes e InterAndes, utilizadas por estas filiales para amortizar el saldo de sus obligaciones negociables y (ii) mayor incorporación de activos fijos y otros (\$ 224 millones).

### Análisis de riesgo de mercado

La compañía no tiene políticas de coberturas formales para los riesgos asociados a tipo de cambio y tasas de interés, sin embargo, la administración evalúa constantemente alternativas para determinar la conveniencia de realizar contratos de cobertura en orden a minimizar los riesgos antes mencionados.

### Tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2004 el 86% de los créditos de largo plazo de Gener están pactados a tasa fija y el restante están expuestos a la variación de la tasa Libor.

### Tipo de cambio

Al 31 de diciembre de 2004, el 100% de las deudas de largo plazo que devengan intereses con Terceros, estaban expuestas a la variación del tipo de cambio entre el dólar americano y el peso chileno.

Cabe señalar que los ingresos de Gener se mueven en función del dólar. En Chile los principales componentes de la fórmula usada en la fijación del precio nudo están expresados en dólares. Lo anterior genera una cobertura natural a los efectos de una fluctuación del dólar con relación al peso chileno.

**Otros riesgos asociados al mercado eléctrico:**

**Condiciones hidrológicas:** las condiciones de sequía pueden tener un efecto negativo importante en el SIC debido al alto nivel de capacidad contratada, requiriendo el despacho de nuestras centrales menos eficientes y aumentando el costo de las compras en el mercado spot.

**Fijación de tarifas:** Gran parte de los ingresos de Gener están relacionados con el precio de nudo que es fijado por la autoridad cada seis meses. En Chile los principales componentes de la fórmula usada en la fijación del precio nudo están expresados en dólares. Lo anterior genera una cobertura natural a los efectos de una fluctuación del dólar con relación al peso chileno.

**Precio de los combustibles:** Al ser Gener una empresa con un mix de generación principalmente térmica, la variación del precio de los combustibles, tales como el carbón, el gas natural y el diesel, pueden hacer variar la composición de costos de la compañía.

**Regulación eléctrica:** En marzo de 2004 se promulgó la nueva ley eléctrica. La ley entre otras cosas, reduce la banda de ajuste de precios de 10% a 5%, y clarifica la forma en que se determinan los costos de transmisión. Desde el punto de vista del grupo de Gener, los costos de transmisión no se ven incrementados de manera significativa.

**Abastecimiento de gas natural:** Desde marzo de 2004 y hasta la fecha, el gobierno Argentino ha emitido ciertas resoluciones que restringen las exportaciones de gas natural a Chile. Estas restricciones, si son permanentes, pueden afectar negativamente los precios en los mercados en los que Gener opera con el consecuente impacto en los márgenes operacionales.

Composición de los ingresos y costos de explotación por moneda extranjera a diciembre de cada año:

Rubro	Moneda	2004	2003
		%	%
Ingresos de explotación	Dólar (US\$) (1)	99,1	83,7
	UF y pesos reajustables	-	-
	Pesos no reajustables	0,9	0,6
Costos de explotación	Dólar (US\$)	88,3	86,7
	UF y pesos reajustables	7,9	9,1
	Pesos no reajustables	3,8	4,1

(1) Se presentan ingresos originados por contratos de venta a precio nudo, los cuales son indexados cada seis meses al tipo de cambio dólar.

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS DE EMPRESAS FILIALES  
al 31 de diciembre 2004 y 2003

**BALANCE GENERAL** al 31 de diciembre

	Norgener S.A.		Energía Verde S.A.	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
<b>ACTIVOS</b>				
Activo circulante	6.477.943	6.804.268	4.807.324	11.721.332
Activo fijo	169.109.698	175.267.996	18.884.197	26.014.597
Otros activos	103.280.048	76.616.037	30.026	5.678.257
<b>Total activo</b>	<b>278.867.689</b>	<b>258.688.301</b>	<b>23.721.547</b>	<b>43.414.186</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
Pasivo circulante	9.587.239	10.291.719	1.213.121	3.417.034
Pasivo largo plazo	42.035.125	28.932.770	1.104.585	14.280.206
<b>Total Pasivo</b>	<b>51.622.364</b>	<b>39.224.489</b>	<b>2.317.706</b>	<b>17.697.240</b>
<b>INTERÉS MINORITARIO</b>				
Capital y reservas	217.913.811	193.312.077	20.047.585	21.144.674
Utilidad (pérdida) del ejercicio	9.331.514	26.151.735	1.356.256	4.572.272
<b>Total patrimonio</b>	<b>227.245.325</b>	<b>219.463.812</b>	<b>21.403.841</b>	<b>25.716.946</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>278.867.689</b>	<b>258.688.301</b>	<b>23.721.547</b>	<b>43.414.186</b>

**ESTADO DE RESULTADOS** - Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de:

	Norgener S.A.		Energía Verde S.A.	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
<b>Resultados operacionales</b>				
Ingresos de explotación	52.488.573	57.412.755	14.891.503	15.980.494
Costos de explotación	(40.855.704)	(29.925.768)	(12.202.486)	(10.722.207)
Margen de explotación	11.632.869	27.486.987	2.689.017	5.258.287
Gastos de administración y ventas	(1.082.710)	(1.679.378)	(980.341)	(898.257)
<b>Resultado operacional</b>	<b>10.550.159</b>	<b>25.807.609</b>	<b>1.708.676</b>	<b>4.360.030</b>
<b>Resultados no operacionales</b>				
Ingresos fuera de la explotación	20.510	64.631	319.609	383.920
Egresos fuera de la explotación	(2.108.650)	(998.471)	(863.739)	(736.435)
Corrección monetaria	3.628.714	5.325.610	(169.756)	1.159.607
<b>Resultado no operacional</b>	<b>1.540.574</b>	<b>4.391.770</b>	<b>(713.886)</b>	<b>807.092</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>12.090.733</b>	<b>30.199.379</b>	<b>994.790</b>	<b>5.167.122</b>
Interés minoritario	-	-	-	-
Impuestos	(2.759.219)	(4.047.644)	361.466	(594.850)
Amortización mayor valor de inversiones	-	-	-	-
<b>Utilidad (Pérdida) del ejercicio</b>	<b>9.331.514</b>	<b>26.151.735</b>	<b>1.356.256</b>	<b>4.572.272</b>

**FLUJO DE EFECTIVO** - Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de:

	Norgener S.A.		Energía Verde S.A.	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
Flujo originado por actividades de operación	29.803.993	33.069.491	5.659.428	3.554.154
Flujo originado por actividades de financiamiento	(9.210.020)	(26.836.490)	(15.638.812)	93.010
Flujo originado por actividades de inversión	(20.601.165)	(6.687.775)	5.566.425	(60.146)
<b>Flujo neto total positivo (negativo) del año</b>	<b>(7.192)</b>	<b>(454.774)</b>	<b>(4.412.959)</b>	<b>3.587.018</b>
Efecto inflación sobre el efectivo	(613)	(2.304)	93.734	(330.036)
<b>Variación neta del efectivo</b>	<b>(7.805)</b>	<b>(457.078)</b>	<b>(4.319.225)</b>	<b>3.256.982</b>
Saldo inicial del efectivo	18.276	475.354	7.116.370	3.859.388
<b>Saldo final del ejercicio</b>	<b>10.471</b>	<b>18.276</b>	<b>2.797.145</b>	<b>7.116.370</b>

Soc. Eléctrica Santiago S.A.		Serv. Asistencia Técnica		Gener Internacional S.A.		PACSA S.A.	
2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
23.951.951	33.788.865	3.483.129	3.605.842	19	19	4.116.765	4.135.362
102.330.405	91.318.951	-	-	-	-	-	-
4.613.669	5.689.454	-	-	26.853	29.321	-	-
<b>130.896.025</b>	<b>130.797.270</b>	<b>3.483.129</b>	<b>3.605.842</b>	<b>26.872</b>	<b>29.340</b>	<b>4.116.765</b>	<b>4.135.362</b>
13.989.645	10.732.511	3.539.326	3.663.388	-	-	547.927	572.711
49.758.165	59.134.123	-	-	-	-	-	-
<b>63.747.810</b>	<b>69.866.634</b>	<b>3.539.326</b>	<b>3.663.388</b>	-	-	<b>547.927</b>	<b>572.711</b>
-	-	-	-	-	-	-	-
54.624.537	50.471.489	(57.547)	(58.097)	29.341	35.858	3.562.650	3.987.388
12.523.678	10.459.147	1.350	551	(2.469)	(6.518)	6.188	(424.737)
<b>67.148.215</b>	<b>60.930.636</b>	<b>(56.197)</b>	<b>(57.546)</b>	<b>26.872</b>	<b>29.340</b>	<b>3.568.838</b>	<b>3.562.651</b>
<b>130.896.025</b>	<b>130.797.270</b>	<b>3.483.129</b>	<b>3.605.842</b>	<b>26.872</b>	<b>29.340</b>	<b>4.116.765</b>	<b>4.135.362</b>

Soc. Eléctrica Santiago S.A.		Serv. Asistencia Técnica		Gener Internacional S.A.		PACSA S.A.	
2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
75.822.169	72.829.295	-	-	-	-	-	-
(60.822.388)	(58.207.608)	-	-	-	-	-	-
14.999.781	14.621.687	-	-	-	-	-	-
(1.162.060)	(1.054.999)	(99)	(60)	-	-	(184)	(741)
<b>13.837.721</b>	<b>13.566.688</b>	<b>(99)</b>	<b>(60)</b>	-	-	<b>(184)</b>	<b>(741)</b>
689.190	1.177.116	-	-	-	-	373.896	336.129
(4.645.458)	(5.713.190)	(11)	-	(1)	5	-	-
2.485.446	2.357.824	1.460	611	(2.468)	(6.523)	(367.524)	(760.125)
<b>(1.470.822)</b>	<b>(2.178.250)</b>	<b>1.449</b>	<b>611</b>	<b>(2.469)</b>	<b>(6.518)</b>	<b>6.372</b>	<b>(423.996)</b>
<b>12.366.899</b>	<b>11.388.438</b>	<b>1.350</b>	<b>551</b>	<b>(2.469)</b>	<b>(6.518)</b>	<b>6.188</b>	<b>(424.737)</b>
-	-	-	-	-	-	-	-
156.779	(929.291)	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
<b>12.523.678</b>	<b>10.459.147</b>	<b>1.350</b>	<b>551</b>	<b>(2.469)</b>	<b>(6.518)</b>	<b>6.188</b>	<b>(424.737)</b>

Soc. Eléctrica Santiago S.A.		Serv. Asistencia Técnica		Gener Internacional S.A.		PACSA S.A.	
2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
13.215.985	15.633.608	(101)	4.520	-	-	99	74
(6.306.100)	(7.451.660)	(35.514)	-	-	-	-	-
(17.142.616)	666.183	-	-	-	-	-	-
<b>(10.232.731)</b>	<b>8.848.131</b>	<b>(35.615)</b>	<b>4.520</b>	-	-	<b>99</b>	<b>74</b>
(474.513)	(4.279.625)	(86)	(315)	-	-	3	(1)
<b>(10.707.244)</b>	<b>4.568.506</b>	<b>(35.701)</b>	<b>4.205</b>	-	-	<b>102</b>	<b>73</b>
24.955.010	20.386.504	35.954	31.749	19	19	122	49
<b>14.247.766</b>	<b>24.955.010</b>	<b>253</b>	<b>35.954</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>224</b>	<b>122</b>

## BALANCE GENERAL al 31 de diciembre

	Energy Trade and Finance Co.		Gener Colombia S.A.	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
<b>ACTIVOS</b>				
Activo circulante	40.034.877	34.113.289	69.505	99.117
Activo fijo	325.496.418	362.861.133	-	-
Otros activos	6.039.249	11.299.782	2.291.082	2.466.444
<b>Total activo</b>	<b>371.570.544</b>	<b>408.274.204</b>	<b>2.360.587</b>	<b>2.565.561</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
Pasivo circulante	14.876.578	17.434.550	58.101	101.656
Pasivo largo plazo	372.011.539	407.160.930	183.863	83.863
<b>Total pasivo</b>	<b>386.888.117</b>	<b>424.595.480</b>	<b>241.964</b>	<b>185.519</b>
<b>INTERÉS MINORITARIO</b>				
Capital y reservas	39.953	41.613	-	-
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(34.030.675)	(81.504.430)	2.393.182	2.605.478
	18.673.149	65.141.541	(274.559)	(225.436)
<b>Total patrimonio</b>	<b>(15.357.526)</b>	<b>(16.362.889)</b>	<b>2.118.623</b>	<b>2.380.042</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>371.570.544</b>	<b>408.274.204</b>	<b>2.360.587</b>	<b>2.565.561</b>

## ESTADO DE RESULTADOS - Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de:

	Energy Trade and Finance Co.		Gener Colombia S.A.	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
<b>Resultados operacionales</b>				
Ingresos de explotación	73.348.143	80.757.827	-	-
Costos de explotación	(40.567.892)	(50.699.498)	-	-
Margen de explotación	32.780.251	30.058.329	-	-
Gastos de administración y ventas	(3.071.170)	(2.785.279)	(21.486)	(97.781)
<b>Resultado operacional</b>	<b>29.709.081</b>	<b>27.273.050</b>	<b>(21.486)</b>	<b>(97.781)</b>
<b>Resultados no operacionales</b>				
Ingresos fuera de la explotación	2.207.991	1.511.560	347.332	375.516
Egresos fuera de la explotación	(14.576.869)	(13.069.615)	(331.846)	(13.586)
Corrección monetaria	18.982.650	53.299.714	(211.925)	(478.736)
<b>Resultado no operacional</b>	<b>6.613.772</b>	<b>41.741.659</b>	<b>(196.439)</b>	<b>(116.806)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>36.322.853</b>	<b>69.014.709</b>	<b>(217.925)</b>	<b>(214.587)</b>
Interés minoritario	274	(2.576)	-	-
Impuestos	(17.649.978)	(3.870.592)	(56.634)	(10.849)
Amortización mayor valor de inversiones	-	-	-	-
<b>Utilidad (pérdida) del ejercicio</b>	<b>18.673.149</b>	<b>65.141.541</b>	<b>(274.559)</b>	<b>(225.436)</b>

## FLUJO DE EFECTIVO - Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de:

	Energy Trade and Finance Co.		Gener Colombia S.A.	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
Flujo originado por actividades de operación	30.302.017	28.008.915	(20.386)	(228.142)
Flujo originado por actividades de financiamiento	(18.233.194)	(24.957.831)	12.758	14.625
Flujo originado por actividades de inversión	(5.308.129)	(2.092.443)	7.301	215.572
<b>Flujo neto total positivo (negativo) del año</b>	<b>6.760.694</b>	<b>958.641</b>	<b>(327)</b>	<b>2.055</b>
Efecto inflación sobre el efectivo	(4.595.340)	(1.251.257)	327	(2.360)
<b>Variación neta del efectivo</b>	<b>2.165.354</b>	<b>(292.616)</b>	<b>-</b>	<b>(305)</b>
Saldo inicial del efectivo	381.883	674.499	414	719
<b>Saldo final del ejercicio</b>	<b>2.547.237</b>	<b>381.883</b>	<b>414</b>	<b>414</b>

Gener Argentina S.A.		New Caribbean Investment S.A.	
2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$
9.545.498	12.198.347	3.706.026	2.233.874
155.206.438	173.027.547	-	-
22.344.867	42.835.852	-	-
<b>187.096.803</b>	<b>228.061.746</b>	<b>3.706.026</b>	<b>2.233.874</b>
7.280.284	39.491.122	34.609	319.596
1.194.430	92.664.878	-	-
<b>8.474.714</b>	<b>132.156.000</b>	<b>34.609</b>	<b>319.596</b>
-	-	-	-
179.439.594	91.121.402	1.914.278	29.478
(817.505)	4.784.344	1.757.139	1.884.800
<b>178.622.089</b>	<b>95.905.746</b>	<b>3.671.417</b>	<b>1.914.278</b>
<b>187.096.803</b>	<b>228.061.746</b>	<b>3.706.026</b>	<b>2.233.874</b>

Gener Argentina S.A.		New Caribbean Investment S.A.	
2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$
28.581.445	30.518.908	2.993.441	2.280.164
(21.879.113)	(17.142.848)	-	-
6.702.332	13.376.060	2.993.441	2.280.164
(737.820)	(1.366.302)	(68.300)	(14.595)
<b>5.964.512</b>	<b>12.009.758</b>	<b>2.925.140</b>	<b>2.265.569</b>
138.631	827.733	9.068	42.406
(9.019.141)	(11.842.682)	(1.652)	(132)
(564.728)	3.513.938	(675.922)	209.929
<b>(9.445.238)</b>	<b>(7.501.011)</b>	<b>(668.506)</b>	<b>252.203</b>
<b>(3.480.726)</b>	<b>4.508.747</b>	<b>2.256.634</b>	<b>2.517.772</b>
2.663.221	275.597	(499.496)	(632.972)
<b>(817.505)</b>	<b>4.784.344</b>	<b>1.757.139</b>	<b>1.884.800</b>

Gener Argentina S.A.		New Caribbean Investment S.A.	
2004	2003	2004	2003
M\$	M\$	M\$	M\$
2.340.273	15.571.546	55.087	1.239.688
(1.497.603)	(9.404.372)	-	(1.686.291)
(4.252.126)	(4.383.405)	-	-
<b>(3.409.456)</b>	<b>1.783.769</b>	<b>55.087</b>	<b>(446.602)</b>
(702.079)	(1.041.939)	-	-
<b>(4.111.535)</b>	<b>741.830</b>	<b>55.087</b>	<b>(446.602)</b>
5.705.519	4.963.689	639	447.241
<b>1.593.984</b>	<b>5.705.519</b>	<b>55.726</b>	<b>639</b>





INFORMACIÓN GENERAL DE EMPRESAS FILIALES Y COLIGADAS  
al 31 de diciembre 2004

**AES COLOMBIA S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Extranjera  
 Dirección: Calle 98 N° 22-64, oficina 502, Santafé de Bogotá, Colombia  
 Teléfono: (57 1) 623 6637  
 Fax: (57 1) 623 6837

**Objeto social**

Explotación de instalaciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; exploración, explotación, distribución y comercialización de todo tipo de combustibles; prestación de servicios de ingeniería; prestación de servicios portuarios y explotación de muelles y bodegas en general; inversión en todo tipo de bienes, incluyendo títulos, valores y la participación en el capital de otras sociedades.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 1.705.691  
 Acciones suscritas: 5.606.049  
 Acciones pagadas: 5.606.049  
 Participación: 94,26%  
 Inversión/total de activos: 0,15%

**Directores**

Jaime Hoyos  
 Carlos Eduardo Merchant  
 Federico Echavarría (8)

**Gerente General**

Federico Echavarría (8)

**CHIVOR S.A. E.S.P.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Extranjera  
 Dirección: Calle 98 N° 22-64, oficina 518, Santafé de Bogotá, Colombia  
 Teléfono: (57 1) 623 6660  
 Fax: (57 1) 623 6381

**Objeto social**

Generación y comercialización de energía.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 126.850.089  
 Acciones suscritas: 222.818.836  
 Acciones pagadas: 222.818.836  
 Participación: 99,98%  
 Inversión/total de activos: 14,02%

**Directores**

Federico Echavarría (8)  
 Luis Carlos Valenzuela  
 Alberto Calderón  
 Felipe Cerón (3)  
 Richard Santoraski  
 David Sundstrom  
 Andrés Gluski  
 Ignacio Iribarren  
 Juan Carlos Olmedo (4)  
 Mark Green

**Gerente General**

Federico Echavarría (8)

**Personal (\*)**

Técnicos y administrativos: 45  
 Profesionales: 19  
 Ejecutivos: 6

**EMPRESA ELÉCTRICA  
 GUACOLDA S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Cerrada  
 RUT: 96.635.700-2  
 Dirección: Miraflores 222, piso 16, Santiago de Chile  
 Teléfono: (56 2) 362 4031  
 Fax: (56 2) 362 1675

**Objeto social**

Explotación, generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica; prestación de servicios portuarios y de muelle; servicios de ingeniería y otros.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 92.733.289  
 Acciones suscritas: 129.559.000  
 Acciones pagadas: 129.559.000  
 Participación: 50,00%  
 Inversión/total de activos: 3,97%

**Presidente**

José Florencio Guzmán

**Directores**

José Florencio Guzmán  
 Sven von Appen  
 Jorge Bunster  
 Francisco J. Castro (3)  
 Felipe Cerón (2)  
 Matías Domeyko  
 Juan Carlos Olmedo (4)  
 Juan Ricardo Inostroza (6)  
 Wolf von Appen

**Gerente General**

Sergio del Campo

**EMPRESA GENERADORA DE  
ELECTRICIDAD ITABO S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima  
Extranjera  
Dirección: Av. Rómulo Betancourt  
Nº 1108, Sector Santa Julia,  
República Dominicana  
Teléfono: (1 809) 532 0078  
Fax: (1 809) 535 8315

**Objeto social**

Generación y venta de energía  
eléctrica.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 198.186.666  
Acciones suscritas: 56.355.556  
Acciones pagadas: 56.355.556  
Participación: 25,01%  
Inversión/total de activos: 3,83%

**Presidente**

Julián Nebreda

**Directores**

Julián Nebreda  
Jorge Alvarez  
Tirso Selman  
Angel Gustaferrero  
Arun Bankota

**Gerente General**

Mark Tracey

**ENERGEN S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima  
Extranjera  
Dirección: Olga Cossettini 771,  
1º B, Capital Federal CP1107,  
República Argentina  
Teléfono: (54 387) 491 9646  
Fax: (54 387) 491 9657

**Objeto social**

Compra y venta mayorista de energía  
eléctrica producido por terceros;  
importación, exportación, consignación,  
intermediación y comercialización de  
energía eléctrica; cualquier tipo de  
gestión y/o actividad relacionada con la  
generación, transporte y distribución  
de energía eléctrica.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 367.382  
Acciones suscritas: 12.000  
Acciones pagadas: 12.000  
Participación: 99,99%  
Inversión/total de activos: 0,00%

**Presidente**

Javier Giorgio (1)

**Directores**

Eduardo Campelo  
Osvaldo Ledezma  
Javier Giorgio (1)

**Gerente General**

Osvaldo Ledezma

**ENERGÍA VERDE S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima  
Cerrada  
RUT: 96.673.040-4  
Dirección: O'Higgins 940, Oficina  
901, piso 9, Concepción,  
Chile  
Teléfono: (56 41) 253 228  
Fax: (56 41) 253 227

**Objeto social**

Generación y venta de energía eléctrica  
y vapor de proceso para industrias;  
desarrollo de nuevos proyectos de  
generación con recursos energéticos no  
tradicionales y amigables con el medio  
ambiente.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 19.356.971  
Acciones suscritas: 15.271.250  
Acciones pagadas: 15.271.250  
Participación: 99,99%  
Inversión/total de activos: 1,63%

**Presidente**

Juan Carlos Olmedo (5)

**Directores**

Héctor Rojas (9)  
Francisco J. Castro (3)  
Juan Carlos Olmedo (4)

**Gerente General**

Jaime Zuazagoitia

**Personal (\*)**

Técnicos y administrativos: 36  
Profesionales: 24  
Ejecutivos: 4

**ENERGY TRADE AND  
FINANCE CORPORATION**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Extranjera  
Dirección: P.O. Box 309 Ugland House, South Church Street, Grand Cayman, Islas Caymán  
Teléfono: (1 809) 949 8066  
Fax: (1 809) 949 8080

**Objeto social**

Inversión de todo tipo de bienes corporales e incorporeales; compra-venta, comercialización y elaboración de todo tipo de bienes, materiales e inmateriales.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 89.123  
Acciones suscritas: 161.640  
Acciones pagadas: 161.640  
Participación: 100,00%  
Inversión/total de activos: 0,00%

**Presidente**

Francisco J. Castro (3)

**Directores**

Nicolás Cubillos (7)  
Francisco J. Castro (3)  
Vanessa Thiers

**GASODUCTO GASANDES S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Cerrada  
RUT: 96.721.360-8  
Dirección: Av. Isidora Goyenechea 3600, piso 3, Las Condes, Santiago de Chile  
Teléfono: (56 2) 334 3660  
Fax: (56 2) 362 4441

**Objeto social**

Transporte de gas natural.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 38.607.802  
Acciones suscritas: 172.800  
Acciones pagadas: 172.800  
Participación: 13,00%  
Inversión/total de activos: 0,42%

**Presidente**

Jacques Chambert-Loir

**Directores**

Francois Faures  
Jacques Chambert-Loir  
Horacio Turri  
Bruno Tremblay  
Bruno Karcher  
Diego Garzón  
Matías Brea  
Matías Pérez  
Héctor Rojas (9)

**Gerente General**

Francois Faures

**GASODUCTO GASANDES  
ARGENTINA S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Extranjera  
Dirección: Moreno 877, piso 11, Capital Federal, República Argentina  
Teléfono: (54 11) 4316 5600  
Fax: (54 11) 4316 5601

**Objeto social**

Transporte de gas natural.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 46.524.506  
Acciones suscritas: 83.467.000  
Acciones pagadas: 83.467.000  
Participación: 13,00%  
Inversión/total de activos: 0,88%

**Presidente**

Jacques Chambert-Loir

**Directores**

Francois Faures  
Jacques Chambert-Loir  
Horacio Turri  
Bruno Tremblay  
Bruno Karcher  
Diego Garzón  
Matías Brea  
Matías Pérez  
Héctor Rojas (9)

**Gerente General**

Francois Faures

**GENER ARGENTINA S.A.****Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Extranjera  
 Dirección: Olga Cossetini 771 1º B.  
 Capital Federal,  
 República Argentina  
 Teléfono: (54 11) 4000 2300  
 Fax: (54 11) 4000 2313

**Objeto social**

Realización de operaciones financieras y de inversión por cuenta propia o de terceros con excepción de aquellas previstas en las leyes y reglamentaciones de entidades financieras, incluyendo el otorgamiento y la toma de préstamos, aportes de capital, emisión y comprobante de acciones y toda clase de valores mobiliarios y papeles de crédito, tomar o mantener participación en forma directa o a través de otras sociedades controladas o vinculadas en: la o las licitaciones de paquetes accionarios de sociedades que posean como activo centrales hidráulicas o térmicas, aún no privatizadas por el Gobierno Argentino y el desarrollo de otros proyectos del sector eléctrico argentino.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 261.186.637  
 Acciones suscritas: 247.483.575  
 Acciones pagadas: 247.483.575  
 Participación: 100,00%  
 Inversión/total de activos: 13,56%

**Presidente**

Javier Giorgio (1)

**Directores**

Javier Giorgio (1)  
 Edgardo Campelo  
 Osvaldo Ledezma

**Gerente General**

Osvaldo Ledezma

**GENER BLUE WATER LIMITED****Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Limitado Extranjera  
 RUT: 59.055.340-9  
 Dirección: P.O. Box 309 Uglund House, South Church Street, Grand Cayman, Islas Caymán  
 Teléfono: (1 809) 949 8066  
 Fax: (1 809) 949 8080

**Objeto social**

Objeto social sin restricciones, pudiendo llevar a cabo todo tipo de negocios, inversiones, etc.

**Capital**

Capital pagado: M\$ 12.432.269  
 Participación: 100,00%  
 Inversión/total de activos: 0,95%

**Presidente**

Francisco J. Castro (3)

**Directores**

Daniel Aninot  
 Nicolás Cubillos (7)  
 Francisco J. Castro (3)

**Gerente General**

David Orellana

**GENER INTERNACIONAL S.A.****Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Cerrada  
 RUT: 96.814.370-0  
 Dirección: Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3, Las Condes, Santiago de Chile  
 Teléfono: (56 2) 686 8900  
 Fax: (56 2) 686 8990

**Objeto social**

Inversión de todo tipo de bienes corporales e incorporeales; prestación de asesorías profesionales; participación en otras sociedades y participación en privatizaciones, licitaciones, adjudicaciones y propuestas.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 29.129  
 Acciones suscritas: 25.000.000  
 Acciones pagadas: 25.000.000  
 Participación: 99,90%  
 Inversión/total de activos: 0,00%

**Presidente**

Vanessa Thiers

**Directores**

Vanessa Thiers  
 Tomás Jopia  
 Cristián Antúnez

**Gerente General**

Francisco J. Castro (3)

**GENERGÍA POWER LTD.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Limitada Extranjera  
 Dirección: P.O. Box 309 Ugland House, South Church Street, Grand Cayman, Islas Caymán  
 Teléfono: (1 809) 949 8066  
 Fax: (1 809) 949 8080

**Objeto social**

Inversiones en Sudamérica.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 11.548.526  
 Acciones suscritas: 14.873.107  
 Acciones pagadas: 14.873.107  
 Participación: 100,00%  
 Inversión/total de activos: 0,64%

**Presidente**

Francisco J. Castro (3)

**Directores**

Nicolás Cubillos (7)  
 Daniel Aninat  
 Francisco J. Castro (3)

**Gerente General**

David Orellana

**GENERGÍA S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Cerrada  
 RUT: 96.761.150-6  
 Dirección: Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3, Las Condes, Santiago de Chile  
 Teléfono: (56 2) 686 8900  
 Fax: (56 2) 686 8990

**Objeto social**

Inversiones, servicios de asesoría de ingeniería.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 11.548.526  
 Acciones suscritas: 2.488.637  
 Acciones pagadas: 2.488.637  
 Participación: 99,99%  
 Inversión/total de activos: 0,64%

**Presidente**

Vanessa Thiers

**Directores**

Vanessa Thiers  
 Tomás Jopía  
 David Orellana

**Gerente General**

David Orellana

**INTERANDES S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Extranjera  
 Dirección: Olga Cossetini 771, 1º B, Capital Federal CP1107, República Argentina  
 Teléfono: (54 387) 4919646  
 Fax: (54 387) 4919657

**Objeto social**

Transmisión de energía eléctrica.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 31.145.780  
 Acciones suscritas: 135.365.996  
 Acciones pagadas: 135.365.996  
 Participación: 100,00%  
 Inversión/total de activos: 2,19%

**Presidente**

Javier Giorgio (1)

**Directores**

Javier Giorgio (1)  
 Eduardo Dutrey (1)  
 Osvaldo Ledezma

**Gerente General**

Osvaldo Ledezma

**INVERSIONES TERMOENERGÍA  
DE CHILE LIMITADA**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada  
RUT: 78.759.060-8  
Dirección: Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3, Las Condes, Santiago de Chile  
Teléfono: (56 2) 686 8900  
Fax: (56 2) 686 8990

**Objeto social**

Participación en proyectos energéticas de todo tipo; generar, transportar, comercializar y comprar y vender electricidad y gas y toda clase de energía por cuenta propia o ajena.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 12.432.269  
Participación: 99,99%  
Inversión/total de activos 0,95%

**NEW CARIBBEAN INVESTMENT S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Extranjera  
Dirección: Av. Rómulo Betancourt N° 1108, Sector Santa Julia, República Dominicana  
Teléfono: (1 809) 532 0078  
Fax: (1 809) 533 8512

**Objeto social**

Inversión en todo tipo de bienes, incluyendo títulos, valores y la participación en el capital de otras sociedades; transferencia tecnológica y administración de empresas de generación eléctrica.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 35.167  
Acciones suscritas: 10.000  
Acciones pagadas: 10.000  
Participación: 49,98%  
Inversión/total de activos: 0,14%

**Presidente**

Julián Nebreda

**Directores**

Julián Nebreda  
Jorge Alvarez  
Fernando González  
Greg Bafalis  
Angel Guastaferra

**NORGENER S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Cerrada  
RUT: 96.678.770-8  
Dirección: Jorge Hirmas 2960 Renca, Santiago de Chile  
Teléfono: (56 2) 680 4710  
Fax: (56 2) 680 4895

**Objeto social**

Generación, transmisión y venta de energía eléctrica.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 134.549.104  
Acciones suscritas: 1.932.764.432  
Acciones pagadas: 1.932.764.432  
Participación: 99,99%  
Inversión/total activos: 17,26%

**Presidente**

Juan Carlos Olmedo (4)

**Directores**

Juan Carlos Olmedo (4)  
Francisco J. Castro (3)  
Enio Belmonte (5)

**Director Ejecutivo**

Juan Carlos Olmedo (4)

**Personal (\*)**

Técnicos y administrativos: 29  
Profesionales: 21

**OILGENER INC.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Extranjera  
 Dirección: 1209, Orange Street, Wilmington New Castle County, Delaware 19801, Estados Unidos  
 Teléfono: (56 2) 686 8900  
 Fax: (56 2) 686 8990

**Objeto social**

Explotación y exploración de hidrocarburos.

En proceso de disolución.

**PETRÓLEOS, ASFALTOS Y COMBUSTIBLES S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Cerrada  
 RUT: 78.822.370-6  
 Dirección: Jorge Hirmas 2960, Renca, Santiago de Chile  
 Teléfono: (56 2) 680 4741  
 Fax: (56 2) 680 4736

**Objeto social**

Compra, venta, importación, exportación, distribución y comercialización de toda clase de hidrocarburos, combustibles, asfaltos, aceites y sus componentes y derivados y servicios relacionados.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 4.130.778  
 Acciones suscritas: 254.455.681  
 Acciones pagadas: 254.455.681  
 Participación: 97,90%  
 Inversión/total de activos: 0,27%

**Presidente**

Francisco J. Castro (3)

**Directores**

Francisco J. Castro (3)  
 Tomás Jopia  
 Cristián Antúnez

**Gerente General**

Oswaldo Martínez

**SERVICIOS DE ASISTENCIA TÉCNICA S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima Cerrada  
 RUT: 96.872.170-4  
 Dirección: Jorge Hirmas 2960, Renca, Santiago de Chile  
 Teléfono: (56 2) 680 4741  
 Fax: (56 2) 680 4736

**Objeto social**

Prestación de servicios de ingeniería; asesoría técnica; control de calidad; administración e inspección de proyectos; construcción, montaje y puesta en servicio de proyectos de obras propias y de terceros; mantenimiento y operación de instalaciones industriales; fabricación y refacción de partes y componentes y equipos relacionados con las actividades de su giro.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 566  
 Acciones suscritas: 1.001  
 Acciones pagadas: 1.001  
 Participación: 99,90%  
 Inversión/total de activos: 0,00%

**Presidente**

Francisco J. Castro (3)

**Directores**

David Orellano  
 Cristián Antúnez  
 Francisco J. Castro (3)

**Gerente General**

Juan Carlos Araya



**SOCIEDAD ELÉCTRICA  
SANTIAGO S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima  
Cerrada  
RUT: 96.717.620-6  
Dirección: Jorge Hirmas 2964,  
Renca, Santiago de Chile  
Teléfono: (56 2) 680 4760  
Fax: (56 2) 680 4743

**Objeto social**

Explotación, generación, transmisión,  
compra, distribución y venta de energía  
eléctrica o de cualquier otra naturaleza;  
comercialización de combustibles;  
prestación de servicios de ingeniería.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 37.906.966  
Acciones suscritas: 15.964.302  
Acciones pagadas: 15.964.302  
Participación: 90,00%  
Inversión/total de activos: 4,59%

**Presidente**

Felipe Cerón (2)

**Directores**

Felipe Cerón (2)  
Gabriel del Real  
Francisco J. Castro (3)  
Juan R. Inostroza (6)  
Juan C. Olmedo (4)  
Enio Belmonte (5)  
Vanessa Thiers  
Armando Lolos  
Oswaldo Martínez

**Gerente General**

Héctor Rojas (9)

**Personal (\*)**

Técnicos y Administrativos: 4  
Profesionales: 7  
Ejecutivos: 4

**TERMOANDES S.A.**

**Naturaleza jurídica**

Tipo de entidad: Sociedad Anónima  
Extranjera  
Dirección: Olga Cossertini 771 1° B,  
Capital Federal CP1107,  
República Argentina  
Teléfono: (54 38) 7491 9646  
Fax: (54 38) 7491 9657

**Objeto social**

Generación, importación, exportación y  
comercialización de energía eléctrica.

**Capital y acciones**

Capital pagado: M\$ 167.068.769  
Acciones suscritas: 791.869.516  
Acciones pagadas: 791.869.516  
Participación: 100,00%  
Inversión/total de activos: 11,37%

**Presidente**

Javier Giorgio (1)

**Directores**

Javier Giorgio (1)  
Eduardo Dutrey  
Oswaldo Ledezma

**Gerente General**

Oswaldo Ledezma

**Personal (\*)**

Técnicos y Administrativos: 25  
Profesionales: 12  
Ejecutivos: 5

Las relaciones comerciales de AES Gener S.A.  
con sus empresas relacionadas se encuentran  
reguladas por contratos vigentes, cuyos  
efectos se muestran en los Estados Financieros.

Los ejecutivos de AES Gener S.A. no perciben  
remuneración por sus funciones como  
directores de empresas relacionadas.

Los ejecutivos de New Caribbean Investment  
son también ejecutivos de Itabo y no reciben  
remuneración adicional por sus funciones en  
aquella.

(\*) Personal de empresas relacionadas que  
consolidan sus resultados con los de AES  
Gener y que cuentan con personal  
contratado.

(1) Director de AES Gener S.A.

(2) Gerente General de AES Gener S.A.

(3) Gerente de Administración y Finanzas de  
AES Gener S.A.

(4) Gerente Comercial de AES Gener S.A.

(5) Gerente de Producción de AES Gener S.A.

(6) Gerente de Regulación y Desarrollo de AES  
Gener S.A.

(7) Fiscal de AES Gener S.A.

(8) Gerente General de Chivor S.A.

(9) Gerente General de Eléctrica Santiago S.A.

**CENTRAL ALFALFA**

Dirección: Ruta G-345 km 23,  
San José de Maipo,  
Región Metropolitana, Chile  
Teléfono: (56 2) 686 8121  
Fax: (56 2) 686 3131

**CENTRAL CHIVOR**

Dirección: Central hidroeléctrica  
Chivor, Santa María, Boyacá,  
Colombia  
Teléfono: (57 1) 623 6660  
Fax: (57 8) 752 0185

**CENTRAL CONSTITUCION**

Dirección: Camino a Chanco km 1.5,  
Constitución, Chile  
Teléfono: (56 71) 673 598  
Fax: (56 71) 673 598

**CENTRAL GUACOLDA**

Dirección: Isla Guacolda s/n,  
Husco, Chile  
Teléfono: (56 51) 531 577  
Fax: (56 51) 531 666

**CENTRAL LAGUNA VERDE (CARBÓN)**

Dirección: Camino Principal s/n,  
Laguna Verde, Valparaíso, Chile  
Teléfono: (56 32) 348 055

**CENTRAL LAGUNA VERDE (TURBOGAS)**

Dirección: Camino Principal s/n,  
Laguna Verde, Valparaíso, Chile  
Teléfono: (56 32) 348 055

**CENTRAL LAJA**

Dirección: Camino a Loja km 1.5,  
Cabrero, Chile  
Teléfono: (56 43) 342 385  
Fax: (56 43) 342 385

**CENTRAL MAITENES**

Dirección: Ruta G-345 km 14,  
San José de Maipo,  
Región Metropolitana, Chile  
Teléfono: (56 2) 686 8121  
Fax: (56 2) 686 3131

**CENTRAL NORGENER**

Dirección: Balmoaceda s/n,  
Tocapilla, Chile  
Teléfono: (56 55) 432 400  
Fax: (56 552) 432 413

**CENTRAL NUEVA RENCA**

Dirección: Jorge Hirmas 2964,  
Renca, Santiago de Chile  
Teléfono: (56 2) 680 4760  
Fax: (56 2) 680 4844

**CENTRAL QUELTEHUES**

Dirección: Ruta G-465, km 3,  
San José de Maipo,  
Región Metropolitana, Chile  
Teléfono: (56 2) 686 8747  
Fax: (56 2) 686 8746

**CENTRAL RENCA**

Dirección: Jorge Hirmas 2964,  
Renca, Santiago de Chile  
Teléfono: (56 2) 680 4760  
Fax: (56 2) 680 4844

**CENTRAL SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL (TURBOGAS)**

Dirección: Longitudinal Sur km 63, San  
Francisco de Mostazal, Chile  
Teléfono: (56 72) 492 591  
Fax: (56 72) 492 460

**CENTRAL SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL (VAPOR)**

Dirección: Longitudinal Sur km 63,  
San Francisco de Mostazal, Chile  
Teléfono: (56 72) 492 591  
Fax: (56 72) 492 460

**CENTRAL VENTANAS**

Dirección: Camino Costero s/n,  
Puchuncavi, Chile  
Teléfono: (56 32) 796 148  
Fax: (56 32) 794 012

**CENTRAL VOLCÁN**

Dirección: Ruta G-465, km 3,  
San José de Maipo,  
Región Metropolitana, Chile  
Teléfono: (56 2) 686 8747  
Fax: (56 2) 686 8746

## SUSCRIPCIÓN Y DECLARACIÓN JURADA DE RESPONSABILIDAD

En conformidad a la normativa vigente de la Superintendencia de Valores y Seguros, la presente memoria de AES Gener S.A. es aprobada y suscrita por el gerente general de la compañía y los directores más abajo individualizados, que constituyen la mayoría del Directorio de AES Gener según su conformación a la fecha de la publicación del documento. Ellos se hacen responsables, bajo juramento, respecto de la veracidad de la información incorporada.




**René Cortázar Sanz**  
RUT 5.894.548-K  
Director Titular



**Javier Giorgio**  
Extranjero  
Director Titular



**Luciano Barquín**  
Extranjero  
Director Suplente



**Martín Cordero**  
Extranjero  
Director Suplente



**Felipe Cerón Cerón**  
RUT 6.375.799-3  
Gerente General



