Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

Resultados de AES Gener S.A. al 31 de marzo de 2012

1. Resumen del período

Al 31 de marzo de 2012 AES Gener S.A. (AES Gener o la Compañía) registró utilidad de MUS$92.750, 10% inferior que la utilidad de MUS$103.520 registrada a marzo de 2011. En tanto, el EBITDA de la Compañía fue de MUS$185.295, 5% menor que el registrado durante los tres primeros meses de 2011, principalmente explicado por la menor ganancia bruta registrada al 31 de marzo de 2012, parcialmente compensado por menores gastos de administración.

La ganancia bruta al 31 de marzo de 2012 fue MUS$167.344, lo que representa una variación negativa de 16% comparado con lo registrado en los tres primeros meses del año anterior de MUS$200.341. Esta variación negativa se debe fundamentalmente a menores ventas al spot en el SIC y el SING producto fundamentalmente de los menores precios de venta en ambos mercados y mayor consumo de combustible, especialmente mayor consumo de carbón asociado a la operación de las dos unidades de la central Angamos, que entraron en operación en abril y octubre de 2011, respectivamente. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas a clientes no regulados en el SIC y SING producto del inicio de nuevos contratos de suministro durante el año 2011 y mayores ventas spot y por contratos bajo el programa "Energía Plus" de TermoAndes en Argentina. Adicionalmente, se registró una mayor ganancia bruta en Colombia producto de mayores ventas netas al mercado spot, efecto parcialmente compensado por menores ventas por contrato.

Dentro del resultado no operacional, destaca la variación positiva en diferencias de cambio de MUS$14.160 asociada a la apreciación del peso chileno y una variación positiva en otras pérdidas de MUS$8.748. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos financieros netos de MUS$5.742 principalmente asociados el término de la construcción del proyecto Angamos y la activación de los intereses asociados a su deuda y una variación negativa en participación en ganancias de asociadas de MUS$5.105 principalmente por el menor resultado de Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda).

Los principales hitos de AES Gener durante el período fueron:

- Durante los tres primeros meses de 2012, la central Nueva Renca de la filial Eléctrica Santiago ubicada en el SIC, generó con GNL obteniendo este combustible mediante un acuerdo con un proveedor local, lo que le permitió generar en base y vender su generación a mayores precios spot asociados a la hidrología seca presente desde 2011.
- Durante el trimestre, se continuó la construcción de la central a carbón Ventanas IV de 270 MW en el SIC, perteneciente a la subsidiaria Empresa Eléctrica Campiche S.A. (Eléctrica Campiche) según lo programado, alcanzando al 31 de marzo de 2012 un avance del 89%.

2. Análisis del resultado

Resultados (MUS$)	Marzo 2012	Marzo 2011
Ingresos de actividades ordinarias		
Ventas de energía y potencia	555.520	535.383
Otros ingresos	41.457	45.233
Total ingresos de actividades ordinarias	**596.977**	**580.616**
Costos de venta		
Costo de combustible	(227.844)	(192.947)
Costo de venta de combustible	(13.414)	(25.270)
Compras de energía y potencia	(61.498)	(68.560)
Costo uso sistema de transmisión	(21.674)	(21.420)
Costo de venta productivo y otros	(52.432)	(30.288)
Depreciación e intangibles	(52.771)	(41.791)
Total costos de venta	**(429.633)**	**(380.275)**
Ganancia bruta	**167.344**	**200.341**
Otros ingresos, por función	326	1.377
Gasto de administración	(34.505)	(45.601)
Otros gastos, por función	(1.353)	(3.179)
Otras ganancias (pérdidas)	4.899	(3.849)
Ingresos financieros	2.557	1.823
Costos financieros	(29.211)	(22.735)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	2.566	7.671
Diferencias de cambio	11.724	(2.436)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**124.347**	**133.412**
Impuesto a las ganancias	(31.589)	(29.889)
Ganancia (pérdida) después de impuesto	**92.758**	**103.523**
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-
Ganancia (pérdida)	**92.758**	**103.523**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**92.750**	**103.520**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	8	3
Ganancia (pérdida)	**92.758**	**103.523**

2.1. EBITDA

Al 31 de marzo de 2012, el EBITDA fue MUS$185.295, comparado con el EBITDA de MUS$195.195 registrados al cierre de marzo de 2011. Esta variación negativa de MUS$9.900 es producto de la menor ganancia bruta en los dos mercados chilenos en que participa la Compañía, parcialmente compensado por mayor ganancia bruta en Colombia y menores gastos de administración. Cabe señalar, que el EBITDA del SIC y SING/SADI fue menor en MUS$2.641 y MUS$32.388, respectivamente, mientras que el EBITDA de Colombia aumentó en MUS$2.032.

AES Gener tiene operaciones en tres mercados principales: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en Chile, y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia, los cuales son independientes uno del otro. Adicionalmente, la compañía vende electricidad en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En la siguiente sección, se explicarán las variaciones de la ganancia bruta separadas en los tres mercados principales mencionados previamente.

La contribución sobre el EBITDA de los distintos mercados en que el Grupo AES Gener participa fue: SIC 36,0%, SING/SADI 33,7% y Colombia 30,3%.

EBITDA (MUS$)	Marzo 2012	Marzo 2011
Ganancia bruta	**167.344**	**200.341**
Depreciación e intangibles (-)	52.771	41.791
Otros ingresos, por función	326	1.377
Gasto de administración	(34.505)	(45.601)
Otros gastos, por función	(1.353)	(3.179)
Otros costos no incluidos en EBITDA	712	466
EBITDA	**185.295**	**195.195**

2.1.1. Ganancia bruta

La ganancia bruta disminuyó MUS$32.998, producto de la menor ganancia bruta en el SING/SADI y en el SIC en Chile, parcialmente compensado por mayor ganancia bruta en Colombia. En el SING/SADI la ganancia bruta fue menor en MUS$32.388, mientras que en el SIC disminuyó MUS$2.641. En Colombia, la ganancia bruta aumentó MUS$2.032. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañía de AES Gener a las subsidiarias Norgener S.A. (Norgener) y Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Eléctrica Angamos) en el SING.

Ganancia bruta (MUS$)	Marzo 2012	Marzo 2011
Ingresos ordinarios		
SIC	386.458	362.450
SING/SADI	167.205	141.541
Colombia	97.104	95.264
Ajuste consolidación	(53.790)	(18.639)
Total ingresos ordinarios	**596.977**	**580.616**
Costos de venta		
SIC	(316.146)	(289.497)
SING/SADI	(125.358)	(67.305)

Colombia	(41.920)	(42.112)
Ajuste consolidación	53.790	18.639
Total costos de venta	**(429.633)**	**(380.275)**
Total ganancia bruta	**167.344**	**200.341**

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, la ganancia bruta disminuyó MUS$2.641, equivalentes a 4% producto fundamentalmente de menores ventas netas en el mercado spot, parcialmente compensado por mayores ventas a clientes no regulados y mayores ventas a distribuidoras. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

SIC **Ganancia bruta (MUS$)**	**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
Ingresos ordinarios		
Clientes regulados	155.396	151.600
Clientes no regulados	45.287	13.465
CDEC - SIC	92.180	136.535
Otros ingresos ordinarios	93.595	60.850
Total ingresos ordinarios	**386.458**	**362.450**
Costos de venta		
Consumo de combustible	(161.355)	(151.121)
Compras de energía y potencia	(29.051)	(33.869)
Costos de transmisión	(21.274)	(20.791)
Costo de venta de combustible	(55.843)	(42.990)
Depreciación y amortización	(20.927)	(22.027)
Otros costos de venta	(27.695)	(18.700)
Total costos de venta	**(316.146)**	**(289.497)**
Total ganancia bruta	**70.312**	**72.953**

Las ventas netas de energía al spot disminuyeron en MUS$39.538 asociado principalmente a los menores precios de venta que pasaron de un promedio de 202,7 US$/MWh durante los primeros tres meses de 2011 a 156,1 US$/MWh al cierre de marzo de 2012 (en subestación Quillota 220 kV). Adicionalmente las ventas netas al mercado spot disminuyeron desde 595 GWh al 31 de marzo de 2011 a 515 GWh en el mismo período de 2012 y se registró un aumento en otras compras de energía desde 26 GWh durante los primeros tres meses de 2011 a 187 GWh en igual período de 2012. Cabe señalar que producto de las condiciones hidrológicas secas, la central de respaldo Nueva Renca generó en base con GNL durante el primer trimestre de 2011 y 2012, vendiendo su generación al mercado spot.

Las ventas a clientes no regulados aumentaron en MUS$31.823 producto de mayores ventas físicas que pasaron de 156 GWh durante los primeros tres meses de 2011 a 375 GWh al cierre de marzo de 2012. Este aumento está asociado al inicio de nuevos contratos de largo plazo durante el año 2011 con clientes libres. Adicionalmente, las ventas a distribuidoras fueron mayores en MUS$3.796 asociadas a un incremento en la venta física que pasó de 1.271 GWh al 31 de marzo de 2011 a 1.478 GWh en el mismo período de 2012.

El aumento en los costos de combustible de MUS$10.235 se explica principalmente por mayor generación térmica de AES Gener y sus subsidiarias. La generación térmica de las centrales del AES Gener y subsidiarias aumentó de 1.588 GWh al 31 de marzo de 2011 a 1.672 GWh al cierre de diciembre de 2011 producto de mayor generación con carbón de 172 GWh y

mayor generación con gas de la central respaldo de Nueva Renca de 28 GWh asociado a la generación con GNL. Este efecto fue parcialmente compensado por menor generación a diesel de 116 GWh, principalmente de la central Santa Lidia. Cabe señalar que durante el primer trimestre de 2012 la generación de las centrales hidroeléctricas de AES Gener fue 23 GWh mayor que la del mismo período de 2011.

Adicionalmente, se registró una disminución en los costos de venta de combustible netos de MUS$14.233 asociado con la celebración, durante 2011, de un contrato de suministro de carbón con una empresa del Grupo AES. Cabe señalar que el efecto negativo registrado en 2011 fue compensado por menores precios de carbón para consumo reflejados en el costo de combustible.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

Entre los primeros tres meses de 2012 y 2011, la ganancia bruta el SING/SADI disminuyó MUS$32.388, equivalente a 44%, principalmente asociado a mayores ventas netas al spot en el SING y mayor consumo de combustible, parcialmente compensado por mayores ventas a clientes libres en el SING y mayores ventas spot y bajo contratos en el SADI. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta del SING y SADI:

SING/SADI **Ganancia bruta (MUS$)**	**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
Ingresos ordinarios		
Clientes no regulados - SING	102.326	51.733
Contratos - SADI	17.710	10.868
CDEC - SING	21.691	64.395
Spot - SADI	23.760	11.546
Otros ingresos ordinarios	1.718	2.999
Total ingresos ordinarios	**167.205**	**141.541**
Costos de venta		
Consumo de combustible	(76.410)	(41.826)
Compras de energía y potencia	(5.034)	(2.908)
Costos de transmisión	(506)	(629)
Costo de venta de combustible	-	(856)
Depreciación y amortización	(26.716)	(14.501)
Otros costos de venta	(16.692)	(6.584)
Total costos de venta	**(125.358)**	**(67.305)**
Total ganancia bruta	**41.847**	**74.235**

Las ventas netas de energía al mercado spot en el SING disminuyeron MUS$42.705. Esto se explica fundamentalmente por el menor costo marginal promedio en el SING, el cual disminuyó desde un promedio de 166,0 US$/MWh durante los primeros tres meses de 2011 a 76,6 US$/MWh en el mismo período de 2012 (en subestación Crucero 220 kV). Adicionalmente, se registraron menores ventas físicas, disminuyendo desde 337 GWh durante el primer trimestre de 2011 a 313 GWh al cierre de marzo de 2012 principalmente asociado al menor despacho de TermoAndes hacia el SING debido a su redireccionamiento hacia el mercado argentino durante el primer trimestre de 2012, parcialmente compensado por la mayor venta de la central Angamos durante este período. En el SADI en tanto, las ventas spot aumentaron MUS$12.214 producto de la mayor venta física que pasó de 422 GWh al 31 de marzo de 2011 a 843 GWh al cierre de marzo de 2012.

El consumo de combustible aumentó MUS$34.548 asociado principalmente al mayor consumo de carbón de 699 GWh y, adicionalmente, se registraron un aumento en depreciación de MUS$12.215 y un aumento en otros costos venta de MUS$10.108 asociados a servicios portuarios. Todas estas variaciones negativas están explicadas principalmente por la entrada en operación de la primera y segunda unidad de Angamos en abril y octubre de 2011, respectivamente.

Las ventas a clientes libres en el SING aumentaron en MUS$50.593 principalmente por mayores ventas físicas que pasaron de 495 GWh al cierre de marzo 2011 a 904 GWh durante el mismo período de 2012, fundamentalmente explicado por el inicio de suministro durante 2011 de los contratos asociados a Eléctrica Angamos. Adicionalmente, las ventas a clientes en el SADI aumentaron MUS$6.842 producto del incremento en las ventas físicas, que pasaron de 190 GWh al 31 de marzo de 2011 a 246 GWh en el mismo período de 2012, asociadas a mayores contratos bajo la modalidad Energía Plus.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, la ganancia bruta fue mayor en MUS$2.032, equivalentes al 4%. Esta variación se explica principalmente por mayores ventas netas al mercado spot, parcialmente compensado por menores ventas a distribuidoras, comparando los primeros tres meses de 2011 y 2012. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

Colombia (SIN) **Ganancia bruta (MUS$)**	**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
Ingresos ordinarios		
Contratos	55.534	65.369
Spot	41.636	29.873
Otros ingresos ordinarios	(66)	23
Total ingresos ordinarios	**97.104**	**95.264**
Costos de venta		
Compras de energía y potencia	(27.413)	(31.783)
Depreciación y amortización	(5.131)	(5.262)
Otros costos de venta	(9.375)	(5.067)
Total costos de venta	**(41.920)**	**(42.112)**
Total ganancia bruta	**55.185**	**53.152**

Las ventas netas de energía spot y ventas por servicios auxiliares aumentaron MUS$16.133. Las ventas en el mercado spot fueron mayores en MUS$11.763 producto del aumento de la venta física que pasó de 863 GWh al 31 de marzo de 2011 a 935 GWh en igual período de 2012, mientras que las compras de energía spot disminuyeron MUS$4.370 producto de menores compras desde 607 GWh durante los primeros meses de 2011 a 577 GWh al cierre de marzo de 2012. Cabe señalar que los precios spot disminuyeron desde un promedio de 47,6 US$/MWh durante el periodo enero-marzo de 2011 a 45,8 US$/MWh en el mismo período de 2012.

Las ventas a distribuidoras por contrato disminuyeron en MUS$9.835 debido a menores ventas físicas que pasaron de 789 GWh en el período enero-marzo 2011 a 748 GWh al cierre de marzo de 2012.

La distribución de las ventas físicas de energía al cierre de marzo de 2012 y 2011 fue la siguiente:

Ventas Energía por Mercado (GWh)	**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
SIC	**2.377**	**2.074**

Distribuidoras	1.478	1.271
CDEC	524	647
Otros clientes	375	156
SING	**1.217**	**832**
Distribuidoras	-	-
CDEC	313	337
Otros clientes	904	495
SIN-Colombia	**1.683**	**1.652**
Bolsa de Energía y otros	935	863
Distribuidoras	748	789
SADI	**1.089**	**613**
Clientes (Energía Plus)	246	190
Spot	843	422
Total Ventas	**6.365**	**5.170**

2.1.2. Gastos de administración

Los gastos de administración disminuyeron 24%, pasando de MUS$45.601 al 31 de marzo de 2011 a MUS$34.505 en igual período de 2012, fundamentalmente relacionado con menores gastos por patentes e impuestos registrados en la subsidiaria AES Chivor en Colombia de MUS$13.349 asociados al registro durante el primer trimestre de 2011 de un impuesto al patrimonio equivalente al 6,0% de su patrimonio líquido. Cabe señalar, que este impuesto debe ser pagado durante 4 años a partir de 2011, pero según la normativa IFRS el 100% del impuesto fue reconocido en enero de 2011. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores remuneraciones y beneficios sociales de MUS$2.584 asociados a los proyectos de expansión en curso y las nuevas centrales que entraron en operación recientemente.

2.2. Resultado financiero

Las variables de resultados que no corresponden a EBITDA que sufrieron las mayores variaciones comparando los primeros tres meses de 2011 y 2012 incluyen una variación positiva en diferencias de cambio de MUS$14.160, mayores otras ganancias de MUS$8.748, efectos parcialmente compensados por mayores costos financieros netos de MUS$5.742 y menor participación en ganancias de asociadas de MUS$5.105.

La siguiente tabla muestra las variaciones antes mencionadas:

Resultado financiero (MUS$)	**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
Otras ganancias (pérdidas)	4.899	(3.849)
Ingresos financieros	2.557	1.823
Costos financieros	(29.211)	(22.735)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	2.566	7.671
Diferencias de cambio	11.724	(2.436)

La ganancia por diferencias de cambio a marzo de 2012 se debe a la apreciación del peso chileno y la posición activa neta de la Compañía en pesos chilenos entre marzo de 2011 y marzo de 2012. Entre los efectos más importantes se encuentra el impacto del tipo de cambio en las cuentas por cobrar en pesos, principalmente ventas de electricidad a clientes. Cabe señalar

que entre el cierre de diciembre de 2011 y marzo de 2012 el peso chileno se apreció 7%, de $519,2 a $487,4, mientras que entre el cierre de diciembre de 2010 y marzo de 2011 se depreció 2%, de $468,0 a $479,5.

Al 31 de marzo de 2012, se registraron mayores otras ganancias de MUS$8.748 comparado con igual período de 2011. Este efecto positivo se explica fundamentalmente producto de la ganancia asociada al dividendo de US$4.077 millones de Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. recibido durante el primer trimestre de 2012, comparado con las pérdidas registradas durante los primeros tres meses de 2011 en parte por ajustes en el acuerdo de término definitivo alcanzado entre Eléctrica Santiago y las empresas de transporte de gas TGN, Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. y una baja en activo fijo relacionada con la modernización y reemplazo de equipos en la unidad 2 de Ventanas.

El aumento del costo financiero neto en MUS$5.742, comparando los primeros tres meses de 2011 y 2012, está fundamentalmente asociado con menores intereses capitalizados en Angamos debido a la puesta en marcha de la primera y segunda unidad en abril y octubre de 2011, respectivamente.

Adicionalmente, se registró un efecto negativo de MUS$5.105 en participación en ganancias de asociadas explicado por el menor resultado de la asociada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda) debido principalmente a mayores compras de energía.

2.3. Impuesto a la renta

El gasto por impuesto fue mayor en MUS$1.700, aumentando desde un gasto de MUS$29.889 al 31 de marzo de 2011 a un gasto de MUS$31.589 durante el mismo período de 2012 explicado por consumo de la pérdida tributaria de Eléctrica Santiago durante el año 2011 y los primeros dos meses de 2012.

3. Análisis del balance

Al 31 de marzo de 2012, se registraron activos por MUS$5.978.353, 3% mayor que los MUS$5.829.273 registrados al cierre de diciembre de 2011. Esta variación está explicada por el aumento en activos corrientes de MUS$77.563 y mayores activos no corrientes de MUS$71.517.

El total de patrimonio neto y pasivos registró un aumento de MUS$149.080, explicado por un aumento de MUS$141.379 en patrimonio neto y mayores pasivos no corrientes de MUS$18.345, parcialmente compensado por la disminución de MUS$10.644 en pasivos corrientes.

Balance (MUS$)	**Marzo 2012**	**Diciembre 2011**
Activos corrientes	1.164.452	1.086.889
Activos no corrientes	4.813.901	4.742.384
Total Activos	**5.978.353**	**5.829.273**
Pasivos corrientes	503.514	514.158
Pasivos no corrientes	2.804.681	2.786.336
Patrimonio neto	2.670.158	2.528.779
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.978.353**	**5.829.273**

El activo corriente presentó una variación positiva de MUS$77.563 principalmente por mayor efectivo y equivalente al efectivo de MUS$56.420 relacionado con mayores depósitos a plazo con vencimiento inferior a tres meses y mayores deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes de MUS$45.113 producto de mayores cuentas del negocio eléctrico, efecto parcialmente compensado por menores otros activos financieros corrientes de MUS$26.509 asociados a menores depósitos a plazo con vencimiento superior a tres meses.

El activo no corriente aumentó 3% principalmente por el incremento en el rubro propiedades, planta y equipo de MUS$68.040 fundamentalmente relacionado las inversiones realizadas en la construcción del proyecto Ventanas IV (270 MW), de la subsidiaria Eléctrica Campiche, actualmente en construcción.

Los pasivos corrientes experimentaron una disminución de 2% respecto de lo registrado al 31 de diciembre de 2011. Entre las variaciones destaca la disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de MUS$31.193 fundamentalmente relacionadas con mayores cuentas por pagar a proveedores locales. Este efecto fue parcialmente compensado por un aumento de provisiones por impuestos corrientes de MUS$13.623.

Los pasivos no corrientes aumentaron MUS$18.345 principalmente producto del incremento de MUS$9.672 en otros pasivos no financieros no corrientes, efecto asociado fundamentalmente a pasivos por derechos de agua y un aumento en pasivos por impuestos diferidos de MUS$8.996.

Durante los primeros tres meses de 2012, el patrimonio aumentó MUS$141.379 fundamentalmente producto de mayores ganancias acumuladas de MUS$92.750 y una variación positiva en otras reservas de MUS$48.429 producto de la conversión de los resultados de AES Chivor de pesos colombianos a dólares.

4. Indicadores

Los indicadores de liquidez aumentaron dado aumento de los activos corrientes y la disminución de los pasivos corrientes.

El pasivo exigible aumentó principalmente por mayores pasivos financieros no corrientes a marzo de 2012, parcialmente compensado por menores pasivos corrientes.

La cobertura de gastos financieros se mantuvo comparando los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2012 y el 31 de diciembre de 2011.

La rentabilidad del patrimonio a marzo de 2012 fue menor a la de diciembre de 2011, debido a la menor utilidad registrada al cierre de marzo 2012 (12 meses).

		Marzo 2012	Diciembre 2011
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	2,31	2,11
Razón ácida	(veces)	0,92	0,80
(Activo corr.- Inventarios) / Pasivo corr.	(veces)	2,12	1,91
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	1,24	1,31
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,15	0,16
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,85	0,84
Pasivo exigible	(millones de dólares)	3.308	3.300
Cobertura gastos financieros	(veces)	5,07	5,07
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.670	2.529
Propiedades, planta y equipo, neto	(millones de dólares)	4.444	4.375
Total activos	(millones de dólares)	5.978	5.829
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	5,45	5,59
Del patrimonio (1)	(%)	12,21	12,89
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	15,46	15,70
Utilidad/Acción (3)	(dólares)	0,04	0,04
Retorno dividendos (4)	(%)	4,8	6,7

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada período, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada período está calculada considerando el 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 al cierre de cada periodo.

5. Análisis de flujo de caja

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 31 de marzo de 2011 fue de MUS$465.578, 75% mayor que el saldo final obtenido en al cierre de marzo de 2011 de MUS$266.560. El flujo neto total del período fue positivo en MUS$43.326 al 31 de marzo de 2012, lo que se compara favorablemente con el flujo negativo de MUS$27.825 al cierre de marzo 2011. El mayor flujo se explica por la variación positiva en los flujos de las actividades de operación e inversión, parcialmente compensadas por una variación negativa en el flujo de financiamiento.

Flujo de caja (M$)	**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
Flujo neto de operación	121.233	40.805
Flujo neto de inversión	(77.737)	(94.757)
Flujo neto de financiamiento	(170)	26.127
Flujo neto total del período	**43.326**	**(27.825)**
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	**465.578**	**266.560**

El flujo de operación registró una variación positiva de MUS$80.428 al cierre de marzo de 2012, en comparación con los primeros tres meses del año anterior, debido principalmente a menores dividendos pagados de MUS$73.031 asociado con los dividendos pagados en enero de 2011, mayor recaudación de cuentas por cobrar de MUS$31.091 y un efecto positivo en ajustes en inventarios de MUS$18.188. Lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto negativo en otras salidas de efectivo de MUS$16.680 asociadas a pagos de IVA y pagos de derechos de agua y una variación negativa en ajustes por partidas distintas al efectivo de MUS$14.156 asociadas a costos financieros.

Las actividades de inversión presentaron una variación positiva de MUS$17.020, comparando los tres primeros meses de 2011 y 2012. Las principales variaciones fueron mayores otras entradas de efectivo de MUS$35.175 producto de mayores rescates de inversiones financieras, parcialmente compensado por mayores compras de propiedades, plantas y equipos de MUS$17.876 principalmente debido a mayores inversiones en el proyecto en construcción Ventanas IV.

Las actividades de financiamiento representaron un menor flujo de MUS$26.297 al cierre de marzo de 2012, comparado con igual período de 2011. Esta reducción se debe fundamentalmente a que los flujos de préstamos de largo plazo disminuyeron en MUS$29.750 producto de menores desembolsos asociados al financiamiento del proyecto Angamos.

6. Balance de energía

La siguiente tabla muestra la generación de energía, las compras y las ventas de las subsidiarias operativas en cada uno de los mercados en que AES Gener participa.

	SIC			SING			SADI	SIN	
Energía (GWh)	**AES Gener[1]**	**Eléctrica Santiago**	**Eléctrica Ventanas**	**Norgener**	**TermoAndes**	**Angamos**	**TermoAndes**	**AES Chivor**	**Total**
Generación									
Hidro	435	-	-	-	-	-	-	1.092	1.527
Termo	609	634	430	544	-	681	1.067	-	3.965
Total	**1.043**	**634**	**430**	**544**	**-**	**681**	**1.067**	**1.092**	**5.492**
Compras									
Spot	9	.	-	.	26	-	-	577	613
Otros generadores	187	-	-	-	-	-	-	-	187
Intercompañía	580	-	-	-	-	-	-	-	580
Total	**777**	**.**	**-**	**-**	**26**	**-**	**-**	**577**	**1.380**
Pérdidas	**73**	**(0)**	**-**	**(14)**	**(11)**	**(10)**	22	14	74
Ventas									
Distribuidoras[2]	1.457	20	-	-	-	-	-	748	2.226
Clientes libres	375	-	-	513	16	376	246	-	1.525
Spot	61	463	-	18	-	295	843	935	2.615
Intercompañía	-	151	430	-	-	-	-	-	580
Total	**1.893**	**634**	**430**	**530**	**16**	**671**	**1.089**	**1.683**	**6.946**

(1) Energía Verde fue fusionada con AES Gener a fines de 2011.

(2) Las ventas a distribuidoras incluyen ventas realizadas para cumplir con compromisos asociados a un generador miembro del SIC que fue declarado en quiebra durante el mes de septiembre de 2011.

7. Análisis de mercado

La actividad de generación de AES Gener en Chile se desarrolla fundamentalmente en torno a dos grandes sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central, que cubre desde el sur de la II región hasta la X región y el Sistema Interconectado del Norte Grande, que abarca la I, la XV y parte de la II regiones. En Colombia, AES Chivor es una de las principales operadoras del Sistema Interconectado Nacional. Cabe señalar que TermoAndes también realiza ventas al Sistema Argentino de Interconexión.

Sistema Interconectado Central (SIC)

El costo marginal promedio disminuyó 23% comparando los primeros tres meses de 2011 y 2012 en lo que influyó fundamentalmente mayor disponibilidad hidrológica durante el primer trimestre de 2012. Al 31 de marzo de 2012, las empresas del Grupo AES Gener, incluido Guacolda, aportaron 27% de la generación neta del SIC. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC al cierre de marzo de 2012 y 2011.

SIC		**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
Variación demanda	(%)	7,7	8,0
Consumo promedio mensual	(GWh)	3.931	3.650
Costo marginal promedio (Quillota 220 kV)	US$/MWh	156,1	202,7

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

La disminución en el costo marginal de 27% en el SING se explica principalmente por mayor generación con GNL durante los primeros tres meses de 2012 en comparación con igual período de 2011 y, adicionalmente, la disponibilidad de las nuevas centrales a carbón. Al 31 de marzo de 2012, las empresas del Grupo AES Gener aportaron 33% de la generación neta del SING. Por su parte, el aporte de TermoAndes al SADI a marzo de 2012 corresponde al 3,9% de la generación del sistema. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING/SADI durante los primeros tres meses de 2012 y 2011.

SING/SADI		**Marzo 2012**	**Marzo 2011**
Variación demanda SING	(%)	7,8	2,9
Consumo promedio mensual SING	(GWh)	1.214	1.126
Costo marginal promedio SING (Crucero 220 kV)	US$/MWh	76,6	105,4
Costo marginal promedio SADI	US$/MWh	27,5	29,6

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

Los precios en bolsa en dólares disminuyeron en 4% comparando los primeros tres meses de 2011 y 2012 dada la recuperación de los embalses en Colombia durante el fenómeno húmedo de la Niña. Cabe señalar que los precios en bolsa en pesos colombianos disminuyeron aproximadamente 8%. Al 31 de marzo de 2012, la generación de AES Chivor representó 8% de la demanda en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN durante el período terminado el 31 de marzo de 2012 y 2011:

Colombia		Marzo 2012	Marzo 2011
Variación demanda	(%)	4,7	(0,4)
Consumo promedio mensual	(GWh)	4.824	4.609
Precio bolsa promedio	US$/MWh	45,8	47,6

8. Análisis de riesgo

8.1. Riesgos de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado se consideran tres tipos: Riesgo de tipo de cambio, Riesgo de tasa de interés y Riesgo de precio de combustible.

8.1.1. Riesgo de tipo de cambio

Con excepción de las operaciones en Colombia, la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense, dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base del dólar estadounidense. Asimismo, en Chile la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos en dólares estadounidenses. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a las cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA. Al 31 de marzo de 2012, AES Gener mantenía varios contratos de cobertura (forwards) con bancos con el propósito de disminuir el riesgo de tipo de cambio asociado con las ventas de energía, ya que si bien la mayoría de los contratos de suministro de energía de la empresa tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos chilenos utilizando un tipo de cambio fijo por un período de tiempo. Al cierre de marzo de 2012, el impacto de una variación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense podría generar un impacto de aproximadamente MUS$17.160 en los resultados de AES Gener. Al 31 de marzo de 2012, aproximadamente 86,7% de los ingresos ordinarios y el 92,5% de los costos de la Compañía están denominados en dólares estadounidenses, mientras que al 31 de marzo de 2011 aproximadamente el 86,8% de los ingresos ordinarios y el 92,8% de los costos de venta están denominados en dólares estadounidenses.

En relación a las subsidiarias extranjeras de la Compañía, cabe señalar que la moneda funcional de AES Chivor es el peso colombiano dado que la mayor parte de los ingresos, particularmente las ventas por contrato, y los costos operacionales de la subsidiaria están principalmente ligados al peso colombiano. Al 31 de marzo de 2012, las ventas en pesos colombianos representaron 9,3% de los ingresos consolidados, mientras que al cierre de marzo de 2011 representaron 11,3%. Adicionalmente, los dividendos de AES Chivor están determinados en pesos colombianos, aunque se utilizan mecanismos de cobertura financiera para fijar los montos en dólares estadounidenses. Por otra parte, los precios spot en el mercado argentino se fijan en pesos argentinos. El ingreso por estas ventas representó 4,0% de los ingresos consolidados al cierre de marzo de 2012, en tanto que al 31 de marzo de 2011 representó 2,0%.

A nivel consolidado, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares estadounidenses. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares estadounidenses. Al 31 de marzo de 2012, 77,4% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 10,2% en pesos chilenos, 8,8% en pesos colombianos y 3,6% en pesos argentinos. Los saldos en caja en pesos argentinos están sujetos a las restricciones cambiarias y volatilidad del tipo de cambio propios del mercado argentino. Al cierre de marzo de 2011, 85,8% estaban denominadas en dólares estadounidenses, 8,9% en pesos chilenos y 5,3% en pesos colombianos.

Respecto de préstamos bancarios y obligaciones en bonos denominados en moneda distinta al dólar estadounidense, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de moneda para eliminar el riesgo de tipo de cambio. Para los bonos denominados en UF emitidos en 2007 por aproximadamente MUS$219.527, AES Gener contrató un swap de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Al cierre de marzo 2012, el 98,0% de la deuda de AES Gener y sus subsidiarias está denominada en dólares estadounidenses, incluyendo los bonos mencionados previamente. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado, al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Moneda	Marzo 2012 %	Diciembre 2011 %
US$	98,0	98,1
UF	2,0	1,9
Col$	0,0	0,0

8.1.2. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o flujos futuros de efectivo de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés de mercado se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variables.

La Compañía administra su riesgo de tasa de interés manteniendo un portafolio equilibrado de deuda a tasa fija y variable. Para mitigar el riesgo de tasa de interés con obligaciones a largo plazo, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de tasa de interés. Actualmente, existen swaps de tasa de interés para una parte importante de la deuda asociada a las subsidiarias Eléctrica Ventanas y Eléctrica Angamos. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Tasa	Marzo 2012 %	Diciembre 201ª %
Tasa Fija	90,1	90,1
Tasa Variable	9,9	9,9

8.1.3. Riesgo de precio de combustible

El Grupo se ve afectado por la volatilidad de ciertos combustibles. Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón, diesel y gas natural licuado (GNL), son “commodities” con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. En el caso de diesel y GNL, se compran sobre la base del precio internacional del petróleo, a través de acuerdos bilaterales con proveedores locales. El riesgo de precio de combustible está asociado a las fluctuaciones en estos precios.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot tanto en Chile como en Colombia. La variación del precio de los combustibles tales como el carbón, diesel y gas natural pueden hacer variar la composición de costos de la Compañía a través de las variaciones en el costo marginal. Dado que AES Gener es una empresa con una mezcla de generación principalmente térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de venta.

Actualmente, la mayoría de los contratos de venta de energía eléctrica de AES Gener incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato. Adicionalmente, la Compañía ha estructurado una estrategia de compra de carbón, manteniendo una parte a precio fijo y otra a precio variable, de manera de alinear sus costos de generación con los ingresos asociados a ventas de energía contratada.

Actualmente, las compras de diesel y GNL no tienen una cobertura asociada. Dado que en la actualidad la energía contratada de AES Gener se encuentra equilibrada con su generación eficiente, se espera que las unidades de respaldo que utilizan diesel o GNL operen sólo en condiciones de estrechez tales como condiciones hidrológicas secas en el caso del SIC, vendiendo su energía en el mercado spot. Bajo estas condiciones, y considerando que la central de respaldo Nueva Renca de la subsidiaria Eléctrica Santiago utilizó GNL para su generación durante este período, se estima que un alza del 10% en los costos del combustible diesel durante el período finalizado al 31 de marzo de 2012, habría significado una variación positiva negativa de aproximadamente MUS$2.043 en el margen bruto de la Compañía, mientras que una disminución del 10% habría significado una variación negativa positiva de aproximadamente igual magnitud. Cabe señalar que Nueva Renca puede utilizar alternativamente diesel o GNL y adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diesel.

8.2. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito tiene relación con la calidad crediticia de las contrapartes con que AES Gener y sus subsidiarias establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros, incluyendo depósitos con bancos y otras instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Con respecto a los deudores por venta, los clientes de AES Gener en Chile son principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales de elevada solvencia y sobre 90% de ellas cuenta con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. Las ventas del Grupo AES Gener en el mercado spot se realizan obligatoriamente a los distintos integrantes deficitarios del CDEC según el despacho económico realizado por esta entidad. Cabe señalar que un generador miembro del SIC fue declarado en quiebra durante el mes de septiembre de 2011, producto de las pérdidas financieras causadas por las condiciones hidrológicas secas registradas en el sistema. AES Gener y Eléctrica Santiago presentaron en este proceso de quiebra escritos de verificación de crédito por los montos adeudados a cada Compañía por un total de MUS$64 y MUS$2.680, respectivamente, más el interés legal convencional, cifras que han sido provisionados al cierre de marzo de 2012 (ver nota 34.4 b.4). En Colombia, AES Chivor realiza evaluaciones de riesgo de sus contrapartes basado en una evaluación crediticia interna, que en ciertos casos podría incluir garantías. Durante el año 2010, también en condiciones de sequía, AES Chivor sufrió problemas de cobranza con un comercializador de energía y eventualmente registró una pérdida de MUS$1.300 asociado al monto impago. En este caso, el comercializador fue expulsado de la Bolsa y AES Chivor presentó acciones para intentar recuperar el monto adeudado.

En cuanto a las inversiones financieras que realiza AES Gener y sus subsidiarias, tales como fondos mutuos y depósitos a plazos, incluyendo derivados, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a “A” en escala de Standard & Poors y Fitch y “A2” en escala Moody’s. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

La exposición máxima a la fecha de reporte es el valor contable para cada clase de activos financieros mencionados en la Nota 10 Instrumentos Financieros. La Compañía no mantiene garantías por dichos activos financieros.

8.3. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener un equilibrio entre la continuidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

Al 31 de marzo de 2012, AES Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$572.898, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de MUS$465.577 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares estadounidenses por un total de MUS$107.321, registrados en otros activos financieros corrientes. En tanto, al cierre de diciembre de 2011, el saldo en fondos disponibles líquidos fue de MUS$537.778, incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo de MUS$409.157 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata de MUS$128.621. Cabe señalar que el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo, depósitos a plazo con vencimiento original inferior a tres meses, valores negociables, fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y con disponibilidad inmediata, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 31 de marzo de 2012, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$277.370 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$315.226.

En relación al pago de deuda, AES Gener no tiene vencimientos importantes durante 2012 y 2013. Cabe señalar que el vencimiento del año 2014 se redujo significativamente desde MUS$628.344 al 30 de junio de 2011 a MUS$379.567 al 31 de diciembre de 2011 mediante el proceso de refinanciamiento concluido en el mes de agosto de 2011. Este proceso, como parte del activo manejo de pasivos de la Compañía, fue efectuado para extender el vencimiento de parte importante de la deuda corporativa. El proceso incluyó la aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario de aproximadamente 63% del bono estadounidense de MUS$400.000 con vigencia 2014, el rescate voluntario de aproximadamente 48% del bono chileno Serie Q de MUS$196,000 con vigencia 2019 y la emisión de un nuevo bono estadounidense por un total de MUS$401.682 con vigencia 2021, a una tasa de interés de 5,25%. El gráfico y tabla a continuación, muestra el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses:

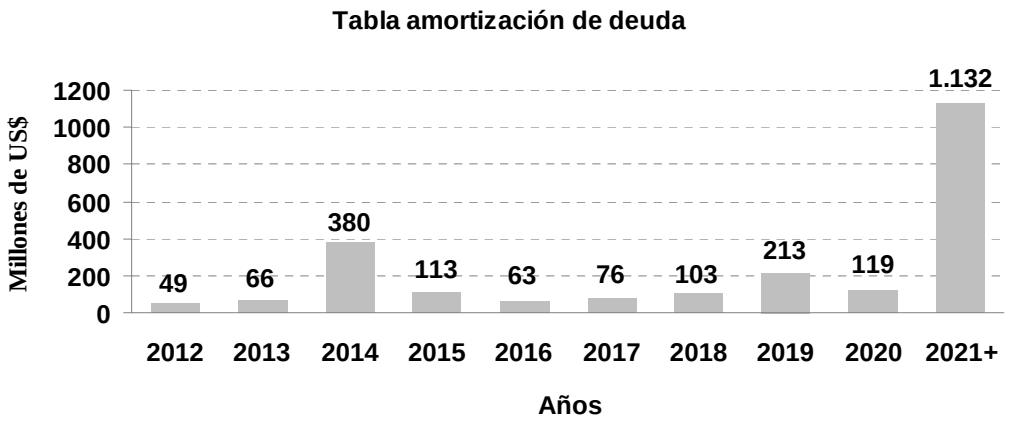

Tabla de vencimientos al 31 de marzo de 2012

	Tasa interés promedio	Vencimiento (en millones de US$)				
		2012	2013	2014	2015	2016+
Tasa Fija						
(UF con swap a US$)	5,50%	-	-	-	47,0	-
(UF con swap a US$)	7,34%	-	-	-	-	172,5
(US$)	7,50%	-	-	147,1	-	-
(US$)	5,25%	-	-	-	-	401,7
(US$)	8,00%	-	-	-	-	102,2
(UF)	7,50%	0,9	1,0	1,1	1,2	42,9
(US$)	9,75%	-	-	170,0	-	-
(US$)	6,95%	6,0	6,0	3,0	-	-
Tasa Variable						
(US$)	Libor + Spread	21,1	22,5	25,5	25,9	281,7
(US$)	Libor + Spread	21,0	36,6	33,0	39,1	707,5
(Col$)	DTF + Spread	-	-	-	-	-
Total		**49,0**	**66,1**	**379,6**	**113,2**	**1.708,4**

8.4. Riesgos del negocio eléctrico

Los riesgos del negocio eléctrico corresponden a aquellas incertidumbres específicamente asociadas a la industria en que se desempeña la Compañía.

8.4.1. Hidrología

Las operaciones de AES Gener en el SIC y en Colombia pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para el despacho de las centrales y precios en ambos sistemas. La Compañía usa modelos estadísticos propios para evaluar los riesgos relacionados con sus compromisos contractuales, y en términos generales la estrategia comercial en Chile es contratar a largo plazo la energía de sus centrales eficientes, reservando así las otras unidades de mayor costo para ventas en el mercado spot. Por su parte, en Colombia, la estrategia comercial es optimizar el uso del embalse con el objetivo general de contratar 75-85% de la generación esperada, tomando en cuenta las condiciones hidrológicas proyectadas.

8.4.2. Suministro de gas

Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, las centrales de ciclo combinado en Chile, incluyendo la central Nueva Renca de Eléctrica Santiago, actualmente operan alternativamente con diesel o GNL. TermoAndes, siguiendo requerimientos de las autoridades argentinas y buscando maximizar su exportación de energía al SING, conectó durante el año 2008 sus dos turbinas a gas al SADI, manteniendo la unidad turbovapor al mercado chileno. De esta manera, el gas actualmente consumido por las turbinas a gas es considerado como gas de consumo interno y la turbina a vapor se mantiene exportando energía eléctrica. Durante el segundo trimestre de 2011, específicamente entre principios de mayo y hasta principios de septiembre, TermoAndes fue afectada por restricciones de gas que significaron que la central no exportara energía hacia el mercado chileno durante este período. Adicionalmente, desde mediados de diciembre de 2011 hasta la fecha, como resultado de la escasez de suministro eléctrico asociado con fallas, mantenimientos y altas temperaturas, TermoAndes está vendiendo toda su generación al SADI. En el actual escenario, la proporción de la generación que será entregada por TermoAndes al mercado argentino y chileno a corto, mediano y largo plazo dependerá de múltiples factores entre los cuales se encuentran principalmente la disponibilidad de gas en la cuenca Noroeste y las expansiones en la capacidad de transporte de la red eléctrica argentina que se encuentran en curso.

8.4.3. Marco Regulatorio

Como empresas de generación eléctrica, AES Gener, sus subsidiarias y asociadas están sujetas a regulación relativa en diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982 y en Colombia desde 1994. AES Gener también está sujeto a normas ambientales, las que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental de los proyectos futuros y obtener permisos reglamentarios. No se puede garantizar que las leyes o normas de los países en que se opera o se tienen inversiones no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa o que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización ambiental solicitada. AES Gener participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.

Cabe señalar que el 23 de junio de 2011 una nueva regulación medioambiental fue promulgada, la cual estable nuevos límites de emisión de material particulado y gases producto de la generación termoeléctrica. Para centrales existentes, incluyendo aquellas en construcción, los nuevos límites de material particulado serán efectivos a partir de 2013 y los nuevos límites para SO2, NOX y emisiones de mercurio se aplicarán desde junio de 2015. Se estima que entre el 2012 y 2014/15, AES Gener invertirá aproximadamente MUS$280.000 en equipos de control de emisión en cuatro centrales de carbón antiguas (construidas entre 1964 y 1997) y en las unidades de carbón de su asociada Guacolda, para dar cumplimiento a esta norma. La Compañía se encuentra solicitando cotizaciones de equipos que permitan precisar el monto de las inversiones requeridas como asimismo el plazo en que estas se efectuarán. Las nuevas plantas a carbón de AES Gener, incluyendo las unidades que entraron en operación recientemente y las actualmente en construcción, tales como Nueva Ventanas y Ventanas IV en el SIC y las unidades I y II de Angamos en el SING, no requerirían de inversiones adicionales.

8.4.4. Proyectos de inversión

La ejecución de los proyectos de inversión en desarrollo por la Compañía depende de numerosos factores, incluyendo la disponibilidad del combustible, el costo y la disponibilidad de equipos de construcción y financiamiento, y el efecto de las demoras o dificultades en los procesos de autorizaciones y permisos reglamentarios. La construcción de nuevas instalaciones podrá verse afectada adversamente por factores típicamente relacionados con dichos proyectos.