Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

Resultados de AES Gener S.A. al 31 de diciembre de 2011

1. Resumen del período

Al 31 de diciembre de 2011 AES Gener S.A. (AES Gener o la Compañía) registró utilidad de MUS$326.084, 92% superior que la utilidad de MUS$169.772 registrada a diciembre de 2010. En tanto, el EBITDA de la Compañía fue de MUS$737.275, 56% mayor que el registrado durante 2010, principalmente explicado por la mayor ganancia bruta registrada al 31 de diciembre de 2011.

La ganancia bruta al 31 de diciembre de 2011 fue MUS$687.072, lo que representa una variación positiva de 59% comparado con lo registrado en el año anterior de MUS$433.171. Este aumento se debe fundamentalmente al incremento en los ingresos en el SIC asociados a mayores ventas spot de la central de respaldo Nueva Renca que generó en base con gas natural licuado (GNL) principalmente desde enero hasta principios de septiembre, producto de la hidrología seca en el sistema durante el año 2011 y mayores ventas a clientes no regulados producto del inicio de nuevos contratos de suministro. En el SING/SADI, la mayor ganancia bruta está relacionada con mayores ventas spot en el SING y mayores ventas por contrato en ambos mercados dado el inicio de operación comercial de las dos unidades de Angamos en abril y octubre de 2011, respectivamente, y mayores contratos de TermoAndes bajo el programa "Energía Plus" en Argentina. Adicionalmente, la mayor ganancia bruta en Colombia fue producto de mayores ventas por contrato y mayores ventas netas al mercado spot producto de la hidrología más húmeda.

Dentro del resultado no operacional, destaca la variación negativa en gastos por impuestos de MUS$78.641 asociado al mayor resultado operacional, una variación negativa en diferencias de cambio de MUS$29.799 asociada a la depreciación del peso chileno y mayores costos financieros netos principalmente asociados el término de la construcción del proyecto Angamos y la activación de los intereses asociados a su deuda. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la variación positiva en otras pérdidas de MUS$65.006 asociadas principalmente a la mayor pérdida excepcional registrada en 2010 relacionada con el acuerdo de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Eléctrica Santiago) con tres empresas transportistas de gas, en comparación con la pérdida excepcional registrada en 2011 producto de los premios por permuta y rescate voluntario y gastos del proceso de refinanciamiento concluido en agosto.

Los principales hitos de AES Gener durante el período fueron:

- Desde enero, AES Gener inició suministro de cinco nuevos contratos de largo plazo en el SIC por aproximadamente 2.500 GWh/año y tres nuevos contrato de largo plazo en el SING por aproximadamente 3.000 GWh/año.
- Desde enero y hasta los primeros días de septiembre, 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 durante 2011. Durante el último trimestre, Eléctrica Santiago generó principalmente con diesel.
- En abril y en octubre, respectivamente, se declararon en operación comercial la primera y la segunda unidad a carbón de la central Angamos, perteneciente a la subsidiaria Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Eléctrica Angamos), con potencia total instalada de 545 MW. Ambas unidades están conectadas al SING.
- Durante el año, 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 diciembre de 2011 un avance del 84%.
- En agosto, se concluyó exitosamente el proceso de refinanciamiento que permitió extender el vencimiento de parte importante de la deuda de la Compañía a una menor tasa de interés. Este proceso incluyó:
    - Aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario de 63% del bono estadounidense con vencimiento en 2014 (MUS$252.950)
    - Aceptación de ofertas de rescate voluntario de 48% del bono local Serie Q con vencimiento en 2019 (MUS$93.800)
    - Emisión de un nuevo bono estadounidense por MUS$401.682 con vencimiento en 2021 y tasa de interés de 5,25%
- Con el objetivo de simplificar la estructura Societaria de la Compañía, a fines de 2011, la filial Energía Verde S.A. (Energía Verde) fue fusionada con la matriz, AES Gener.

- En septiembre, la clasificadora de riesgo Standard & Poors elevó la clasificación de la filial colombiana AES Chivor & CIA S.C.A. E.S.P. (AES Chivor) a Investment Grade o Grado de Inversión (BBB- con perspectiva estable).
- Durante 2011, la generación de AES Chivor 5.338 GWh marcó un récord histórico de generación anual para la central.

2. Análisis del resultado

Resultados (MUS$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Ingresos de actividades ordinarias		
Ventas de energía y potencia	1.973.015	1.671.583
Otros ingresos	157.272	130.466
Total ingresos de actividades ordinarias	**2.130.286**	**1.802.049**
Costos de venta		
Costo de combustible	(797.372)	(573.904)
Costo de venta de combustible	(70.438)	(23.156)
Compras de energía y potencia	(143.528)	(380.356)
Costo uso sistema de transmisión	(77.863)	(98.332)
Costo de venta productivo y otros	(158.366)	(124.901)
Depreciación e intangibles	(195.648)	(168.228)
Total costos de venta	**(1.443.214)**	**(1.368.878)**
Ganancia bruta	**687.072**	**433.171**
Otros ingresos, por función	6.144	5.881
Gasto de administración	(148.220)	(116.067)
Otros gastos, por función	(5.215)	(19.125)
Otras ganancias (pérdidas)	(23.779)	(88.787)
Ingresos financieros	9.303	22.452
Costos financieros	(107.148)	(99.313)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	31.109	42.361
Diferencias de cambio	(13.348)	16.451
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**435.918**	**197.025**
Impuesto a las ganancias	(109.810)	(31.169)
Ganancia (pérdida) después de impuesto	**326.108**	**165.855**
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-
Ganancia (pérdida)	**326.108**	**165.855**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**326.084**	**169.772**

Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	24	(3.917)
Ganancia (pérdida)	**326.108**	**165.855**

2.1. EBITDA

Al 31 de diciembre de 2011, el EBITDA fue MUS$737.275, comparado con el EBITDA de MUS$473.598 registrados al cierre de diciembre de 2010. Esta variación positiva de MUS$263.676 es producto de la mayor ganancia bruta en los tres mercados principales en que participa la Compañía. Cabe señalar, que el EBITDA del SIC y SING/SADI fue mayor en MUS$163.089 y MUS$81.813, respectivamente, mientras que el EBITDA de Colombia aumentó en MUS$18.776.

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 33,3%, SING/SADI 36,6% y Colombia 30,1%.

EBITDA (MUS$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Ganancia bruta	**687.072**	**433.172**
Depreciación e intangibles (-)	195.648	168.228
Otros ingresos, por función	6.144	5.880
Gasto de administración	(148.220)	(116.066)
Otros gastos, por función	(5.215)	(19.125)
Otros costos no incluidos en EBITDA	1.846	1.510
EBITDA	**737.275**	**473.598**

2.1.1. Ganancia bruta

La ganancia bruta aumentó MUS$253.901, producto de la mayor ganancia bruta en los tres mercados principales en que participa la Compañía. En el SIC, la ganancia bruta fue mayor en US$165.460, mientras que en el SING y SADI y en Colombia aumentó MUS$61.535 y MUS$26.905, respectivamente. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañía de AES Gener a las subsidiarias Norgener S.A. (Norgener) y Eléctrica Angamos en el SING.

Ganancia bruta (MUS$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Ingresos ordinarios		
SIC	1.364.988	1.071.344
SING/	592.342	409.694
Colombia	364.848	392.460
Ajuste consolidación	(191.892)	(71.449)
Total ingresos ordinarios	**2.130.286**	**1.802.049**
Costos de venta		
SIC	(1.115.674)	(987.490)
SING/SADI	(386.603)	(265.491)

Colombia	(132.829)	(187.346)
Ajuste consolidación	191.892	71.449
Total costos de venta	**(1.443.214)**	**(1.368.878)**
Total ganancia bruta	**687.072**	**433.171**

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, la ganancia bruta aumentó MUS$165.460, equivalentes a 197% producto fundamentalmente de mayores ventas netas en el mercado spot y mayores ventas a clientes no regulados, parcialmente compensado por menores ventas a distribuidoras y mayor consumo de combustible. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

SIC **Ganancia bruta (MUS$)**	**Diciembre 2011**	**Diciembre 2010**
Ingresos ordinarios		
Clientes regulados	599.982	772.517
Clientes no regulados	230.449	31.359
CDEC - SIC	195.401	77.894
Otros ingresos ordinarios	339.156	189.573
Total ingresos ordinarios	**1.364.988**	**1.071.344**
Costos de venta		
Consumo de combustible	(575.740)	(420.875)
Compras de energía y potencia	(57.956)	(232.369)
Costos de transmisión	(74.509)	(95.979)
Costo de venta de combustible	(243.448)	(92.073)
Depreciación y amortización	(89.953)	(86.396)
Otros costos de venta	(74.067)	(59.797)
Total costos de venta	**(1.115.674)**	**(987.490)**
Total ganancia bruta	**249.314**	**83.854**

Las ventas netas de energía al spot aumentaron en MUS$291.919 asociadas al cambio desde una posición compradora neta de 542 GWh al cierre de diciembre de 2010 a una posición de vendedor neto en el mercado spot de 1.060 GWh durante 2011, producto del mayor despacho de las centrales de respaldo del Grupo AES Gener debido a las condiciones hidrológicas secas, especialmente la mayor generación de la central Nueva Renca, que durante la mayor parte del año generó con GNL y durante el cuarto trimestre generó principalmente con diesel, además del mayor despacho de la central a diesel Santa Lidia. Adicionalmente, se registraron mayores precios spot, los cuales aumentaron desde un promedio a diciembre de 135,2 US$/MWh en 2010 a 181,0 US$/MWh en 2011 (en subestación Quillota 220 kV).

Las ventas a clientes no regulados aumentaron en MUS$199.090 producto de mayores ventas físicas que pasaron de 244 GWh durante 2010 a 1.547 GWh al cierre de diciembre de 2011. Este aumento está asociado al inicio de nuevos contratos de largo plazo con clientes libres, además de nuevos contratos de corto plazo ejecutados con otros generadores del sistema. Este efecto fue parcialmente compensado por la disminución de MUS$172.535 en las ventas a distribuidoras asociadas a una disminución en la venta física que pasó de 7.502 GWh en 2010 a 5.004 GWh en el mismo período de 2011, debido al vencimiento de contratos con Chilquinta y Chilectra en 2010.

El aumento en los costos de combustible de MUS$154.865 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 5.788 GWh al 31 de diciembre de 2010 a 6.319 GWh al cierre de diciembre de 2011 producto de mayor generación con gas de la central respaldo de Nueva Renca de 1.150 GWh asociado a la generación con GNL durante el período enero-septiembre de 2011, y mayor generación a carbón de 272 GWh

relacionada con la mayor disponibilidad durante 2011 de la unidad 2 de Ventanas producto de menor tiempo de mantenimiento. Este efecto fue parcialmente compensado por menor generación a diesel de 894 GWh, principalmente de la central Nueva Renca. Cabe señalar que durante 2011 la generación de las centrales hidroeléctricas de AES Gener fue 258 GWh menor que la del año 2010 debido a menor caudal para la generación asociado a menor cantidad de nieve y deshielo.

Adicionalmente, se registró un aumento en los costos de venta de combustible netos de MUS$10.949 asociado con la celebración de un contrato de suministro de carbón con una empresa del Grupo AES. Cabe señalar que este efecto negativo es 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 2011 y 2010, la ganancia bruta el SING/SADI aumentó MUS$61.535, equivalente a 43%, principalmente asociado a mayores ventas netas al spot en el SING y mayores ventas a clientes libres en el SING y el SADI, parcialmente compensado por mayor consumo de combustible, mayor depreciación y menores ventas spot en el SADI. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta del SING y SADI:

SING/SADI **Ganancia bruta (MUS$)**	**Diciembre 2011**	**Diciembre 2010**
Ingresos ordinarios		
Clientes no regulados - SING	241.152	169.135
Contratos - SADI	52.768	11.591
CDEC - SING	236.894	147.570
Spot - SADI	51.366	69.095
Otros ingresos ordinarios	10.162	12.303
Total ingresos ordinarios	**592.342**	**409.694**
Costos de venta		
Consumo de combustible	(234.776)	(153.029)
Compras de energía y potencia	(13.258)	(7.921)
Costos de transmisión	(3.061)	(2.353)
Costo de venta de combustible	(3.057)	(2.272)
Depreciación y amortización	(85.387)	(61.032)
Otros costos de venta	(47.065)	(38.884)
Total costos de venta	**(386.603)**	**(265.491)**
Total ganancia bruta	**205.739**	**144.203**

Las ventas a clientes libres en el SING aumentaron en MUS$72.017 principalmente por mayores precios de contratos y mayores ventas físicas que pasaron de 2.033 GWh al cierre de diciembre 2010 a 2.209 GWh durante 2011. Adicionalmente, las ventas a clientes en el SADI aumentaron MUS$41,177 producto del incremento en las ventas físicas, que pasaron de 242 GWh al 31 de diciembre de 2010 a 914 GWh en el mismo período de 2011, asociadas a mayores contratos bajo la modalidad Energía Plus.

Las ventas netas de energía al mercado spot en el SING aumentaron MUS$83.987. Esto se explica fundamentalmente por mayores ventas físicas, aumentando desde 970 GWh durante el año 2010 a 1.855 GWh al cierre de diciembre de 2011, producto de la entrada en operación comercial de la primera y segunda unidad de Angamos en abril y octubre del 2011, respectivamente, efecto parcialmente compensado por el menor despacho de TermoAndes hacia este mercado debido a las restricciones de suministro de gas en Argentina durante el invierno y el menor costo marginal promedio en el SING, el cual disminuyó desde un promedio de 121,5 US$/MWh durante el 2010 a 95,7 US$/MWh en el 2011 (en subestación Crucero 220 kV). En el SADI, las ventas spot disminuyeron MUS$17.728 producto de la menor venta física que pasó de 2.154 GWh al 31 de diciembre de 2010 a 1.629 GWh al cierre de diciembre de 2011 producto de la mayor energía contratada.

El consumo de combustible aumentó MUS$81.747 asociado principalmente al mayor consumo de carbón y, adicionalmente, se registraron un aumento en depreciación de MUS$24.355 y un aumento en otros costos venta de MUS$8.181 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.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, la ganancia bruta fue mayor en MUS$26.905, equivalentes al 13%. Esta variación se explica principalmente por mayores ventas a distribuidoras y mayores ventas netas al mercado spot comparando el año 2010 y 2011. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

Colombia (SIN) **Ganancia bruta (MUS$)**	**Diciembre 2011**	**Diciembre 2010**
Ingresos ordinarios		
Contratos	254.564	233.298
Spot	110.123	159.093
Otros ingresos ordinarios	160	69
Total ingresos ordinarios	**364.848**	**392.460**
Costos de venta		
Compras de energía y potencia	(72.313)	(140.067)
Depreciación y amortización	(20.308)	(20.799)
Otros costos de venta	(40.207)	(26.479)
Total costos de venta	**(132.829)**	**(187.346)**
Total ganancia bruta	**232.019**	**205.114**

Las ventas a distribuidoras por contrato aumentaron en MUS$21.266 debido a mayores ventas físicas que pasaron de 2.799 GWh en el período enero-diciembre 2010 a 3.572 GWh al cierre de diciembre de 2011.

Las ventas netas de energía spot y ventas por servicios auxiliares aumentaron MUS$18.784. Las compras de energía spot disminuyeron MUS$67.754, lo que fue parcialmente compensado por menores ventas en el mercado spot de MUS$48.969. Estos efectos se explican fundamentalmente por menores precios de venta en bolsa que disminuyeron desde un promedio de 67,6 US$/MWh durante el periodo enero-diciembre de 2010 a 40,3 US$/MWh en el mismo período de 2011 asociado con las condiciones hidrológicas más húmedas. Lo anterior fue parcialmente compensado por una mayor venta física que aumentó de 2.743 GWh en los doce meses de 2010 a 3.558 GWh en el mismo período de 2011 y menor compra física que pasó de 2.211 GWh al cierre de diciembre de 2010 a 1.777 GWh en igual período de 2011.

Cabe señalar que la generación de AES Chivor en 2011 marcó un récord histórico de 5.338 GWh generados, lo que fue 62% mayor a la generación de 3.305 GWh durante 2010.

La distribución de las ventas físicas de energía al cierre de diciembre de 2011 y 2010 fue la siguiente:

Ventas Energía por Mercado (GWh)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
SIC	**7.756**	**8.491**
Distribuidoras	5.004	7.502
CDEC	1.205	745
Otros clientes	1.547	244
SING	**4.065**	**3.003**
Distribuidoras	-	-
CDEC	1.855	970
Otros clientes	2.209	2.033
SIN-Colombia	**7.130**	**5.542**
Bolsa de Energía y otros	3.558	2.743
Distribuidoras	3.572	2.799
SADI	**2.543**	**2.396**
Clientes (Energía Plus)	914	242
Spot	1.629	2.154
Total Ventas	**21.494**	**19.431**

2.1.2. Gastos de administración

Los gastos de administración aumentaron 28%, pasando de MUS$116.067 al 31 de diciembre de 2010 a MUS$148.220 en igual período de 2011, fundamentalmente relacionado con mayores remuneraciones y beneficios sociales de MUS$11.687 y mayores costos de seguros por MUS$2.487, ambos asociados a los proyectos de expansión en curso y las nuevas centrales que entraron en operación recientemente. Adicionalmente, la subsidiaria AES Chivor en Colombia durante 2011 registró un mayor impuesto al patrimonio de MUS$9,689 equivalente al 6,0% de su patrimonio líquido, a diferencia de lo registrado el año anterior, equivalente al 1,2% 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.

2.2. Resultado financiero

Las variables de resultados que no corresponden a EBITDA que sufrieron las mayores variaciones comparando los años 2010 y 2011 incluyen una variación negativa en diferencias de cambio de MUS$29.799, mayores costos financieros netos de MUS$20.984 y menor participación en ganancias de asociadas de MUS$11.252, parcialmente compensado por menores otras pérdidas de MUS$65.006.

La siguiente tabla muestra las variaciones antes mencionadas:

Resultado financiero (MUS$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Otras ganancias (pérdidas)	(23.779)	(88.787)
Ingresos financieros	9.303	22.452
Costos financieros	(107.148)	(99.313)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	31.109	42.361
Diferencias de cambio	(13.348)	16.451

La perdida por diferencias de cambio a diciembre de 2011 se debe a la depreciación del peso chileno y la posición activa neta de la Compañía en pesos chilenos entre diciembre de 2010 y diciembre de 2011. 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 2010 y diciembre de 2011 el peso chileno se depreció 11%, de $468,0 a $519,2, mientras que entre el cierre de diciembre de 2009 y diciembre de 2010 se apreció 8%, de $507,1 a $468,0.

El aumento del costo financiero neto en MUS$20.984, comparando los doce meses de 2010 y 2011, 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, y por la valorización de mercado de los swap asociados a los bonos en UF de AES Gener y la deuda de Angamos.

Adicionalmente, se registró un efecto negativo de MUS$11.252 en participación en ganancias de asociadas explicado por el menor resultado de la asociada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda) debido en parte a la provisión de incobrables correspondiente de MUS$8,118 por ventas a Campanario Generación S.A. en el año 2011.

Al 31 de diciembre de 2011, se registraron menores otras pérdidas de MUS$65.006 comparado con igual período de 2010, fundamentalmente asociada a mayores pérdidas en 2010 compuestas de la pérdida excepcional de MUS$72.220 registrada a diciembre de 2010 producto del acuerdo de término definitivo alcanzado entre Eléctrica Santiago y empresas de transporte de gas y adicionalmente a las mayores otras pérdidas asociadas a una baja en activo fijo en Norgener, TermoAndes y Energía Verde, comparado con una menor pérdida registrada en 2011 de MUS$41.200 asociada a los premios por permuta y rescate voluntario y gastos del proceso de refinanciamiento concluido en agosto. Adicionalmente, esta pérdida en 2011 fue parcialmente compensada por ganancias asociadas a la venta de derechos de agua y compensaciones por modificaciones contractuales.

2.3. Impuesto a la renta

El gasto por impuesto fue mayor en MUS$78.641, aumentando desde un gasto de MUS$31.169 al 31 de diciembre de 2010 a un gasto de MUS$109.810 durante el mismo período de 2011 explicado por el mayor resultado antes de impuesto registrado al cierre de diciembre de 2011. Adicionalmente, esta variación negativa se explica por el registro durante el primer semestre de 2010 de un reverso en impuesto corriente de MUS$20.095 asociado a una provisión por una contingencia tributaria.

3. Análisis del balance

Al 31 de diciembre de 2011, se registraron activos por MUS$5.829.273, 3% mayor que los MUS$5.657.153 registrados al cierre de diciembre de 2010. Esta variación está explicada principalmente por el aumento en activos no corrientes de MUS$170.886.

El total de patrimonio neto y pasivos registró un aumento de MUS$172.120, explicado por un aumento de MUS$177.588 y MUS$14.703 en pasivos no corrientes y corrientes, respectivamente, parcialmente compensado por una disminución de MUS$20.171 en patrimonio neto.

Balance (MUS$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Activos corrientes	1.086.889	1.085.655
Activos no corrientes	4.742.384	4.571.498
Total Activos	**5.829.273**	**5.657.153**
Pasivos corrientes	514.158	499.455
Pasivos no corrientes	2.786.336	2.608.748
Patrimonio neto	2.528.779	2.548.950
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.829.273**	**5.657.153**

El activo corriente presentó una variación menor de MUS$1.234. Los efectos negativos de la disminución en otros activos financieros corrientes de MUS$160.104 como consecuencia de menores depósitos a plazo y menores deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de MUS$31.422, fundamentalmente asociadas a la disminución de cuentas por cobrar por distribuidoras sin contrato y menor remanente de crédito fiscal, fueron parcialmente compensados por un aumento en efectivo y efectivo equivalente de MUS$114.896 principalmente asociado a mayores saldos bancarios e inversiones en depósitos a plazo con vencimiento inferior a tres meses. A lo anterior se suma mayores inventarios de MUS$63.868 y mayores activos por impuestos corrientes de MUS$17.240.

El activo no corriente aumentó 4% principalmente por el incremento en el rubro propiedades, planta y equipo de MUS$196.276 fundamentalmente relacionado con el proyecto de la filial Eléctrica Angamos, central Angamos (545 MW), cuyas dos unidades entraron en operación en abril y octubre de 2011, respectivamente y adicionalmente, a las inversiones realizadas en la construcción del proyecto Ventanas IV (270 MW), de la subsidiaria Eléctrica Campiche, actualmente en construcción. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución en otros activos financieros no corrientes de MUS$55.989 debido a una disminución de la valorización de los activos de cobertura.

Los pasivos corrientes experimentaron un aumento de 3% respecto de lo registrado al 31 de diciembre de 2010. Entre las variaciones destaca el aumento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de MUS$33.505 fundamentalmente relacionadas con mayores cuentas por pagar a proveedores, parcialmente compensado por menores dividendos por pagar a raíz de un dividendo provisorio pagado en septiembre de 2012. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas de MUS$16.787 y menores otros pasivos financieros de MUS$3.292.

Los pasivos no corrientes aumentaron MUS$177.588 principalmente producto del incremento de MUS$197.624 en otros pasivos financieros no corrientes, efecto asociado fundamentalmente a los desembolsos de deuda relacionados con el proyecto Angamos y al refinanciamiento de deuda y emisión del nuevo bono en EEUU, efecto que fue parcialmente compensado por una disminución en otras cuentas por pagar no corrientes de MUS$19.356.

Durante 2011, el patrimonio disminuyó MUS$20.171 fundamentalmente producto de la disminución de otras participaciones en el patrimonio de MUS$71.423 asociado al pago de un dividendo definitivo eventual realizado en mayo de 2011 y menores otras reservas de MUS$80.198 producto de la disminución de la valorización de mercado de los derivados y la conversión de los resultados de AES Chivor de pesos colombianos a dólares, parcialmente compensado por un aumento de MUS$131.428 en las ganancias acumuladas por mayor resultado durante 2011.

4. Indicadores

Los indicadores de liquidez disminuyeron dado que los pasivos corrientes aumentaron más que los activos corrientes, que casi no registraron variación.

El pasivo aumentó principalmente por mayores otros pasivos financieros no corrientes a diciembre de 2011.

La cobertura de gastos financieros aumentó debido al mayor resultado antes de impuestos registrado a diciembre de 2011.

La rentabilidad del patrimonio a diciembre de 2011 fue mayor a la de diciembre de 2010, debido a la mayor utilidad registrada al cierre de diciembre 2011 (12 meses).

		Diciembre 2011	Diciembre 2010
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	2,11	2,17
Razón ácida	(veces)	0,80	0,59
(Activo corr.- Inventarios) / Pasivo corr.	(veces)	1,91	2,09
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	1,31	1,22
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,16	0,16
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,84	0,84
Pasivo exigible	(millones de dólares)	3.300	3.108

Cobertura gastos financieros	(veces)	5,07	2,98
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.529	2.549
Propiedades, planta y equipo, neto	(millones de dólares)	4.375	4.178
Total activos	(millones de dólares)	5.829	5.657
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	5,59	5,76
Del patrimonio (1)	(%)	12,89	12,79
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	15,70	10,37
Utilidad/Acción (3)	(dólares)	0,04	0,02
Retorno dividendos (4)	(%)	6,7	4,5

(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 diciembre de 2011 fue de MUS$409.157, 39% mayor que el saldo final obtenido en 2010 de MUS$294.261. El flujo neto total del período fue positivo en MUS$122.994 al 31 de diciembre de 2011, lo que se compara desfavorablemente con el flujo positivo de MUS$126.966 al cierre de diciembre 2010. El menor flujo se explica por la variación negativa en los flujos de las actividades de financiamiento y operación, parcialmente compensadas por una variación positiva en el flujo de inversión.

Flujo de caja (M$)	**Diciembre 2011**	**Diciembre 2010**
Flujo neto de operación	177.524	187.205
Flujo neto de inversión	(171.988)	(350.125)
Flujo neto de financiamiento	117.458	289.886
Flujo neto total del período	**122.994**	**126.966**
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	**409.157**	**294.261**

El flujo de operación registró una variación negativa de MUS$9.681 al cierre de diciembre de 2011, en comparación al año anterior, debido principalmente a mayores dividendos pagados de MUS$160.503 asociado con los dividendos pagados en enero, mayo y septiembre de 2011, menor recaudación de cuentas por cobrar de MUS$96.847 y un efecto negativo en ajustes en inventarios de MUS$73.890. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayor utilidad del período de MUS$160.253, una variación positiva en ajustes por impuestos a las ganancias de MUS$78.641 y menor pago de cuentas por pagar de MUS$78.100.

Las actividades de inversión presentaron una variación positiva de MUS$178.137, comparando los doce meses de 2010 y 2011. Las principales variaciones fueron menores compras de propiedades, plantas y equipos que disminuyeron en MUS$115.447 principalmente debido a menores inversiones en el proyecto Angamos, compensado en parte por mayores inversiones en el proyecto en construcción Ventanas IV, y mayores otras entradas de efectivo de MUS$48.137 producto de mayores rescates de inversiones financieras, parcialmente compensado por menores ingresos asociados a devolución de IVA de los proyectos.

Las actividades de financiamiento representaron un menor flujo de MUS$172.428 al cierre de diciembre de 2011, comparado con 2010. Esta reducción se debe fundamentalmente a que los flujos de préstamos de largo plazo disminuyeron en MUS$169.235 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	1.183	-	-	-	-	-	-	5.338	6.521
Termo	2.467	1.997	1.855	2.070	732	1.281	2.543	-	12.945
Total	**3.650**	**1.997**	**1.855**	**2.070**	**732**	**1.281**	**2.543**	**5.338**	**19.466**
Compras									
Spot	112	34	-	76	46	-	-	1.777	2,044
Otros generadores	89	-	-	-	-	-	-	-	89
Intercompañía	2.478	-	-	-	-	-	-	-	2,478
Total	**2.678**	**34**	**-**	**76**	**46**	**-**	**-**	**1.777**	**4.610**
Pérdidas	**21**	**(0)**	**-**	**(47)**	**(61)**	**(31)**	**-**	**14**	**(104)**
Ventas									
Distribuidoras[2]	4.982	22	-	-	-	-	-	3.572	8.575
Clientes libres	941	606	-	1.882	73	254	914	-	4,671
Spot	426	779	-	216	643	996	1.629	3.558	8,248
Intercompañía	-	623	1.855	-	-	-	-	-	2,478
Total	**6.349**	**2.030**	**1.855**	**2.098**	**716**	**1.250**	**2.543**	**7.130**	**23.972**

(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 aumentó 34% comparando los años 2010 y 2011 en lo que influyó fundamentalmente una hidrología seca, además de un aumento en el precio de diesel. Al 31 de diciembre de 2011, las empresas del Grupo AES Gener, incluido Guacolda, aportaron 26% de la generación neta del SIC. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC al cierre de diciembre de 2011 y 2010.

SIC		**Diciembre 2011**	**Diciembre 2010**
Variación demanda	(%)	5,1	5,8
Consumo promedio mensual	(GWh)	3.650	3.474
Costo marginal promedio (Quillota 220 kV)	US$/MWh	181,0	135,2

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

La disminución en el costo marginal de 21% en el SING se explica principalmente por mayor generación con GNL durante 2011 en comparación con igual período de 2010 y, adicionalmente, la disponibilidad de las nuevas centrales a carbón. Al 31 de diciembre de 2011, las empresas del Grupo AES Gener aportaron 31% de la generación neta del SING, considerando la generación de ambas unidades de Angamos, que iniciaron su operación comercial en abril y octubre de 2011, respectivamente, y su generación durante el período de pruebas de comisionamiento. Por su parte, el aporte de TermoAndes al SADI a diciembre de 2011 corresponde al 2,2% de la generación del sistema. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING/SADI durante 2011 y 2010.

SING/SADI		**Diciembre 2011**	**Diciembre 2010**
Variación demanda SING	(%)	3,5	1,0
Consumo promedio mensual SING	(GWh)	1.190	1.149
Costo marginal promedio SING (Crucero 220 kV)	US$/MWh	95,7	121,5
Costo marginal promedio SADI	US$/MWh	28,8	29,8

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

Los precios en bolsa en dólares disminuyeron en 40% comparando los años 2010 y 2011 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 42%. Al 31 de diciembre de 2011, la generación de AES Chivor, que fue histórica para la central, representó 9% de la demanda en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN durante el período terminado el 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Colombia		Diciembre 2011	Diciembre 2010
Variación demanda	(%)	1,8	2,7
Consumo promedio mensual	(GWh)	4.763	4.679
Precio bolsa promedio	US$/MWh	40,3	67,6

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 diciembre de 2011, 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 determinado. Al cierre de diciembre de 2011, 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$12.700 en los resultados de AES Gener. Al 31 de diciembre de 2011, aproximadamente 85,6% de los ingresos ordinarios y el 91,6% de los costos de la Compañía 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 diciembre de 2011, las ventas en pesos colombianos representaron 12,0% de los ingresos consolidados. 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 2,4% de los ingresos consolidados al cierre de diciembre de 2011.

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 diciembre de 2011, 82,0% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 15,1% en pesos chilenos, 2,2% en pesos colombianos y 0,7% en pesos argentinos.

Con respecto a la deuda (préstamos bancarios y obligaciones con el público) denominada 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 diciembre 2011, el 98,1% 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 diciembre de 2011 y 2010:

Moneda	Diciembre 2011 %	Diciembre 2010 %
US$	98,1	97,2
UF	1,9	2,2
Col$	0,0	0,6

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 Empresa Eléctrica Ventanas S.A. (Eléctrica Ventanas) y Eléctrica Angamos. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Tasa	Diciembre 2011 %	Diciembre 2010 %
Tasa Fija	90,1	87,4
Tasa Variable	9,9	12,6

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 ejercicio 2011, habría significado una variación positiva de aproximadamente MUS$25.279 en el margen bruto de la Compañía, mientras que una disminución del 10% habría significado una variación negativa 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 diciembre de 2011 (ver nota 32.4.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 realizan AES Gener y sus subsidiarias tales como fondos mutuos, depósitos a plazo y 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.

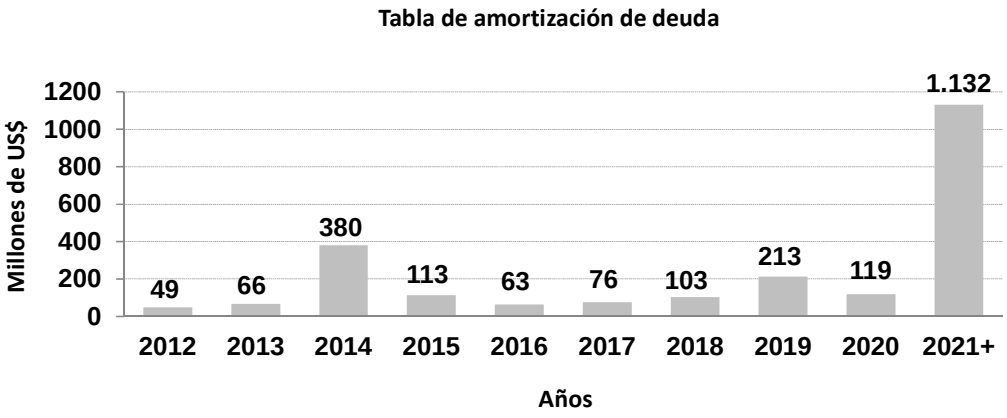
8.3. Riesgo de liquidez

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 diciembre de 2011, AES Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$537.778, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de MUS$409.157 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares estadounidenses por un total de MUS$128.621, registrados en otros activos financieros corrientes. En tanto, al cierre de diciembre de 2010, el saldo en fondos disponibles líquidos fue de MUS$592.890, incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo de MUS$294.261 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata de MUS$298.629. 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 diciembre de 2011, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$257.635 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$335.715. Cabe señalar que en octubre de 2011 AES Gener suscribió una nueva línea comprometida con un sindicado de bancos locales por UF 6.000.000 (MUS$257.635) con vencimiento en octubre de 2016. Esta nueva línea reemplaza las líneas comprometidas no utilizadas anteriores, las cuales fueron canceladas en forma simultánea (ver nota 32.3.d).

En relación al pago de deuda, AES Gener no tiene vencimientos importantes durante los próximos dos años. 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:



	Al 31 de diciembre de 2011					
		Vencimiento				
	Tasa interés promedio	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$)	8,00%	-	-	-	-	102,2
(UF)	7,50%	0,8	0,9	1,0	1,1	39,9
(US$)	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		**48,9**	**66,0**	**379,6**	**113,1**	**1.705,4**

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.