Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

Resultados de AES Gener S.A. al 30 de junio de 2012

1. Resumen del período

Al 30 de junio de 2012, AES Gener S.A. (AES Gener o la Compañía), registró utilidad por MUS$90.084, 62% inferior a la utilidad de MUS$234.903 registrada a junio de 2011. En tanto, el EBITDA de la Compañía fue de MUS$291.860, 30% menor que la registrada durante el primer semestre de 2011, principalmente explicado por la menor ganancia bruta registrada al 30 de junio de 2012.

La ganancia bruta al 30 de junio de 2012 fue MUS$256.892, lo que representa una variación negativa de 36% comparado con lo registrado en los seis primeros meses del año anterior de MUS$400.930. Esta variación negativa se debe al efecto combinado, en el SIC, de un mayor nivel de contratos de suministro eléctrico, regulados y no regulados, y adicionalmente el suministro eléctrico que la Compañía se vio obligada a suministrar como consecuencia de la quiebra de Campanario Generación (Campanario), junto a un mayor costo de abastecimiento de estos contratos producto de las salidas forzadas de algunas de las unidades a carbón en el segundo trimestre y de un mayor precio de gas natural licuado (GNL). La mencionada sobrecontratación se terminará con el inicio de operaciones de la central a carbón Ventanas IV en el primer trimestre de 2013 y el término del suministro de los contratos asociados a Campanario. Adicionalmente, el margen bruto disminuyó producto de la no exportación al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de la planta de TermoAndes S.A. (TermoAndes) ubicada en Argentina desde fines de 2011 y la menor disponibilidad de las plantas a carbón en el SING asociado con mantenimientos programados y salidas no programadas principalmente durante el segundo trimestre de 2012.

Cabe señalar que las fallas no programadas correspondan a eventos no-recurrentes y las plantas afectadas ya se encuentran nuevamente operando normalmente. Los efectos negativos fueron parcialmente compensados por el aumento en la generación a carbón asociado con el inicio de operaciones de la central Angamos en 2011 y sus nuevos contratos de venta a largo plazo en el SING y mayores ventas spot y por contratos a clientes industriales bajo el programa “Energía Plus” de TermoAndes en Argentina.

Dentro del resultado no operacional, destaca la variación negativa en participación en ganancias de asociadas de MUS$21.019, debido al menor resultado de Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda) asociada con menor disponibilidad de sus plantas y mayor demanda contractual durante el primer semestre, una variación negativa en diferencias de cambio de MUS$6.030 principalmente por las mayores inversiones de AES Chivor & Cia. S.C.A. E.S.P. (AES Chivor) en dólares y una variación negativa en costos financieros de MUS$5.376 asociado con el término de la construcción del proyecto Angamos y la activación de los intereses asociados a su deuda. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ganancias de MUS$3.382 relacionado con dividendos recibidos de Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. en el primer semestre de 2012.

Los principales hitos de AES Gener durante el período fueron:

- Las ventas de energía por contrato crecieron 33% entre el primer semestre de 2011 y 2012 asociado con el inicio de nuevos contratos a largo plazo.

- En abril, la clasificadora de riesgo Fitch Ratings elevó la clasificación de AES Gener desde un nivel BBB- a BBB con perspectiva estable.

- Durante el semestre, se continuó la construcción de la central a carbón Ventanas IV de 270MW en el SIC, perteneciente a la subsidiaria Empresa Eléctrica Campiche S.A. (Eléctrica Campiche) según lo programado, alcanzando al 30 de junio de 2012 un avance del 93%.

- En julio, la subsidiaria colombiana AES Chivor inició construcción de la central hidroeléctrica de pasada Tunjita de 20 MW.

2. Análisis del resultado

Resultados (MUS$)	Junio 2012	Junio 2011
Ingresos de actividades ordinarias		
Ventas de energía y potencia	1.064.755	1.081.828
Otros ingresos	76.763	77.426
Total ingresos de actividades ordinarias	**1.141.518**	**1.159.254**
Costos de venta		
Costo de combustible	(460.098)	(423.734)
Costo de venta de combustible	(27.726)	(42.368)
Compras de energía y potencia	(140.485)	(90.382)
Costo uso sistema de transmisión	(42.749)	(41.198)
Costo de venta productivo y otros	(107.438)	(69.019)
Depreciación e intangibles	(106.130)	(91.622)
Total costos de venta	**(884.626)**	**(758.324)**
Ganancia bruta	**256.892**	**400.930**
Otros ingresos, por función	712	2.738
Gasto de administración	(70.962)	(74.519)
Otros gastos, por función	(2.349)	(3.618)
Otras ganancias (pérdidas)	4.202	820
Ingresos financieros	5.187	4.785
Costos financieros	(58.633)	(53.257)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asocia	(1.821)	19.198
Diferencias de cambio	2.575	8.605
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**135.803**	**305.682**
Impuesto a las ganancias	(45.701)	(70.768)
Ganancia (pérdida) después de impuesto	**90.102**	**234.914**
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-
Ganancia (pérdida)	**90.102**	**234.914**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**90.084**	**234.903**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	18	11
Ganancia (pérdida)	**90.102**	**234.914**

2.1. EBITDA

Al 30 de junio de 2012, el EBITDA fue MUS$291.860, comparado con el EBITDA de MUS$418.081 registrado al cierre de junio de 2011. Esta variación negativa de MUS$126.221 es producto principalmente de la menor ganancia bruta en los dos mercados chilenos asociado con un mayor de nivel de contratos de suministro eléctrico, regulados y no regulados, y adicionalmente el suministro eléctrico que la Compañía se vio obligada a suministrar como consecuencia de la quiebra de Campanario, por sobre la generación eficiente, junto a un mayor costo de abastecimiento de estos contratos producto de las salidas forzadas de algunas de las unidades a carbón en el segundo trimestre y de un mayor precio de GNL. Adicionalmente, el EBITDA se vio negativamente afectado por la no exportación al SING de la planta TermoAndes

ubicada en Argentina desde fines de 2011. Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por el incremento en ventas asociado con el inicio de operaciones de la central Angamos en 2011 en el SING y mayores ventas de TermoAndes en Argentina. El EBITDA del SIC y SING/SADI disminuyó MUS$70.045 y MUS$61.316, respectivamente, mientras que el EBITDA de Colombia aumentó en MUS$5.139 fundamentalmente por menores gastos de administración.

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 27,5%, SING/SADI 35,9% y Colombia 36,6%.

EBITDA (MUS$)	Junio 2012	Junio 2011
Ganancia bruta	**256.892**	**400.930**
Depreciación e intangibles (-)	106.130	91.622
Otros ingresos, por función	712	2.738
Gasto de administración	(70.962)	(74.519)
Otros gastos, por función	(2.349)	(3.618)
Otros costos no incluidos en EBITDA	1.436	927
EBITDA	**291.860**	**418.081**

2.1.1. Ganancia bruta

La ganancia bruta disminuyó MUS$144.038, producto de la menor ganancia bruta en ambos mercados chilenos y en menor grado en Colombia. Las ganancias brutas disminuyeron MUS$74.517, MUS$66.129 y MUS$3.393 en el SING/SADI, SIC y Colombia, respectivamente. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañías de AES Gener a las subsidiarias Norgener S.A. (Norgener) y Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Eléctrica Angamos) en el SING.

Ganancia bruta (MUS$)	Junio 2012	Junio 2011
Ingresos ordinarios		
SIC	727.736	752.527
SING & SADI	345.263	304.585
Colombia	180.971	182.122
Ajuste consolidación	(112.453)	(79.980)
Total ingresos ordinarios	**1.141.518**	**1.159.254**
Costos de venta		
SIC	(643.518)	(602.179)
SING & SADI	(281.349)	(166.154)
Colombia	(72.212)	(69.970)
Ajuste consolidación	112.453	79.980
Total costos de venta	**(884.626)**	**(758.324)**
Total ganancia bruta	**256.892**	**400.930**

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, la ganancia bruta disminuyó MUS$66.129, equivalente a 44%, producto fundamentalmente del mayor volumen de contratos de suministro eléctrico, regulados y no regulados, por sobre la energía eficiente de la Compañía y el mayor costo de abastecimiento de estos contratos producto de un mayor precio de GNL y las salidas forzadas de algunas de las unidades a carbón. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

SIC **Ganancia bruta (MUS$)**	**Junio** **2012**	**Junio** **2011**
Ingresos ordinarios		
Clientes regulados	284.121	296.664
Clientes no regulados	93.320	122.686
CDEC - SIC	166.424	181.564
Otros ingresos ordinarios	183.870	151.612
Total ingresos ordinarios	**727.736**	**752.527**
Costos de venta		
Consumo de combustible	(323.771)	(322.825)
Compras de energía y potencia	(63.880)	(40.645)
Costos de transmisión	(41.076)	(39.480)
Costo de venta de combustible	(119.153)	(118.865)
Depreciación y amortización	(42.772)	(44.719)
Otros costos de venta	(52.866)	(35.646)
Total costos de venta	**(643.518)**	**(602.179)**
Total ganancia bruta	**84.218**	**150.347**

En el SIC, el margen bruto disminuyó en parte debido al mayor de nivel de contratos de suministro eléctrico por sobre la energía eficiente de la Compañía, específicamente la energía hidroeléctrica y termoeléctrica a carbón, junto con un mayor costo de abastecimiento de estos contratos de suministro eléctrico. La mencionada sobrecontratación es temporal y se terminará con el inicio de operaciones de la central a carbón Ventanas IV en el primer trimestre de 2013 y el término del suministro de los contratos de Campanario. Comparando el primer semestre de 2011 con el mismo período en 2012, el volumen contratado a largo plazo en el SIC aumentó un 27%

.

Las ventas físicas a clientes regulados aumentaron, pasando de 2.464 GWh al cierre de junio de 2011 a 2.622 GWh en el mismo período de 2012, incluyendo las adicionales ventas de 88 GWh que la Compañía se vio obligada a suministrar a las distribuidoras SAESA y CGE Distribución como consecuencia de la quiebra de Campanario. Por su parte, los ingresos por ventas reguladas disminuyeron en MUS$12.543 asociadas a menores precios de venta, principalmente relacionados con el contrato con Chilquinta Energía que estuvo indexado al costo marginal hasta el comienzo de 2012. Las ventas a clientes no regulados, incluyendo ventas al costo marginal durante el primer semestre de 2011, también disminuyeron en MUS$29.366 producto de menores precios de venta aunque las ventas físicas aumentaron en 406 GWh debido al inicio de nuevos contratos de largo plazo durante el año 2011 con clientes libres.

Adicionalmente, el mayor precio de GNL resultó en un menor despacho de la planta Nueva Renca de 121 GWh, menor margen de venta y menores ventas spot, con los ingresos spot disminuyendo MUS$14.314 entre el primer semestre de 2011 y 2012. Las compras de energía, incluyendo compras spot y compras a la asociada Guacolda y otros terceros bajo contratos, aumentaron MUS$23.235, en términos físicos desde 122 GWh al cierre de junio de 2011 a 423 GWh en el semestre actual. Cabe señalar que el contrato de compra de energía con Guacolda también fue firmado para cubrir la posición contractual deficitaria de la Compañía a raíz del atraso de la central Ventanas IV. El costo marginal promedio fue similar durante ambos períodos, subiendo levemente desde 206,0 US$/MWh durante el primer semestre de 2011 a 209,9 US$/MWh al cierre de junio de 2012 (en subestación Quillota 220 kV).

Finalmente, se registró una disminución en los costos de venta de combustible netos de MUS$27.613 asociado con la celebración, durante 2011, de un contrato de suministro de carbón con una empresa del Grupo AES.

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

Entre el primer semestre de 2011 y 2012, la ganancia bruta del SING/SADI disminuyó MUS$74.517, equivalente a 54%, principalmente resultado de la no exportación de energía de TermoAndes al SING desde fines de 2011 y menor disponibilidad de las plantas a carbón en el SING asociado con mantenimientos programados y salidas no programadas principalmente durante el segundo trimestre de 2012. Esta reducción fue parcialmente compensado por mayor generación a carbón debido al inicio de operaciones de Angamos en 2011, 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/SADI:

SING y SADI Ganancia bruta (MUS$)	**Junio 2012**	**Junio 2011**
Ingresos ordinarios		
Clientes no regulados - SING	212.251	101.576
Contratos - SADI	41.173	22.855
CDEC - SING	42.920	145.096
Spot - SADI	43.590	30.161
Otros ingresos ordinarios	5.328	4.896
Total ingresos ordinarios	**345.263**	**304.585**
Costos de venta		
Consumo de combustible	(152.789)	(100.910)
Compras de energía y potencia	(33.194)	(8.901)
Costos de transmisión	(1.531)	(1.575)
Costo de venta de combustible	(2.063)	(2.684)
Depreciación y amortización	(53.508)	(36.115)
Otros costos de venta	(38.265)	(15.969)
Total costos de venta	**(281.349)**	**(166.154)**
Total ganancia bruta	**63.914**	**138.431**

En el SING, las ventas spot físicas cayeron 324 GWh y la venta neta spot disminuyó en MUS$126.469 entre el primer semestre de 2011 y 2012, principalmente producto de la suspensión de las exportaciones de energía de TermoAndes al SING y su respectivo redireccionamiento hacia el mercado argentino. Adicionalmente, el costo marginal bajó un 34%, asociado con las nuevas centrales a carbón y la mayor disponibilidad de GNL, desde un promedio de 168,7 US$/MWh durante el primer semestre de 2011 a 112,2 US$/MWh en el mismo período de 2012 (en subestación Crucero 220 kV).

En el primer semestre de 2012, el margen bruto también fue negativamente afectado por menor disponibilidad de las plantas a carbón debido a la primera mantención programada de Angamos Unidad N° 1 y salidas no programadas de Norgener Unidad N° 2 y Angamos Unidad N° 2 durante el segundo trimestre de 2012. Las fallas no programadas correspondan a eventos puntuales y no-recurrentes y las plantas afectadas ya se encuentran nuevamente operando normalmente. Cabe señalar que la salida no programada de Angamos Unidad N° 2 corresponde a trabajos de calibración comunes a la puesta en marcha de nuevas centrales eléctricas de alta tecnología.

Estas variaciones negativas fueron parcialmente compensadas con un aumento en las ventas a clientes libres de MUS$110.675 principalmente por mayores ventas físicas. En el SING, los contratos a largo plazo de la Compañía subieron un 95% entre el primer semestre de 2011 y 2012, pasando de 994 GWh al cierre de junio 2011 a 1.934 GWh durante el mismo período de 2012, fundamentalmente explicado por el inicio de suministro durante el segundo semestre de 2011 de los contratos de suministro de energía de Eléctrica Angamos.

Por su parte, la entrada en operación de la central Angamos en 2011 también resultó en un aumento de costos, con mayor consumo de combustible de MUS$62.434, principalmente asociado al mayor consumo de carbón de 874 GWh, mayor depreciación de MUS$17.393 y mayores otros costos de venta de MUS$22.295 asociados principalmente a servicios portuarios y otros costos de ventas.

En el SADI, las ventas de TermoAndes crecieron con mayores ventas por contratos Energía Plus de MUS$18.318 y mayores ventas spot de MUS$13.429 producto de la mayor generación que pasó de 1.424 GWh al 30 de junio de 2011 a 2.107 GWh al cierre de junio de 2012.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, la ganancia bruta fue menor en MUS$3.393, equivalentes al 3%. Esta variación se explica principalmente por menores ventas netas al mercado spot, parcialmente compensado por mayores ventas a distribuidoras, comparando el primer semestre de 2011 y 2012. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

Colombia **Ganancia bruta (MUS$)**	**Junio 2012**	**Junio 2011**
Ingresos ordinarios		
Contratos	120.177	118.206
Spot	60.777	63.844
Otros ingresos ordinarios	17	72
Total ingresos ordinarios	**180.971**	**182.122**
Costos de venta		
Compras de energía y potencia	(43.411)	(43.276)
Depreciación y amortización	(9.855)	(10.789)
Otros costos de venta	(18.946)	(15.905)
Total costos de venta	**(72.212)**	**(69.970)**
Total ganancia bruta	**108.760**	**112.152**

En Colombia, las ventas netas de energía spot y ventas por servicios auxiliares disminuyeron MUS$5.643. Las ventas en el mercado spot fueron menores en MUS$3.067 producto de la disminución de la venta física que pasó de 1.933 GWh al 30 de junio de 2011 a 1.633 GWh en igual período de 2012, en parte por una decisión comercial de almacenar agua en el embalse debido a la proyección de condiciones menos húmedas y consecuentemente precios spot mayores en la segunda mitad del año. Adicionalmente, las compras de energía spot aumentaron MUS$2.576 producto de mayores compras que aumentaron desde 914 GWh durante los seis primeros meses de 2011 a 1.046 GWh al cierre de junio de 2012. Cabe señalar que los precios spot disminuyeron desde un promedio de 41,7 US$/MWh durante el periodo enero-junio de 2011 a 40,2 US$/MWh en el mismo período de 2012.

Las ventas a distribuidoras por contrato aumentaron en MUS$1.971 debido a mayores precios que pasaron de 70,8 US$/MWh en el período enero-junio 2011 a 74,5 US$/MWh al cierre de junio de 2012, parcialmente compensado con menores ventas físicas de 41 GWh.

Ventas de energía por segmento

La distribución de las ventas físicas de energía en el SIC, SING/SADI y Colombia al cierre de junio de 2012 y 2011 fue la siguiente:

Ventas Energía por Mercado (GWh)	Junio 2012	Junio 2011
SIC	**4.435**	**4.165**
Distribuidoras	2.787	2.443
CDEC	871	969
Otros clientes	778	752
SING	**2.430**	**1.814**
Distribuidoras	-	-
CDEC	496	820
Otros clientes	1.934	994
SIN-Colombia	**3.246**	**3.587**
Bolsa de Energía y otros	1.633	1.933
Distribuidoras	1.613	1.655
SADI	**2.782**	**1.424**
Clientes (Energía Plus)	679	413
Spot	2.103	1.011
Total Ventas	**12.893**	**10.990**

2.1.2. Gastos de administración

Los gastos de administración disminuyeron 5%, pasando de MUS$74.519 al cierre de junio de 2011 a MUS$70.962 en igual período de 2012, fundamentalmente relacionado con menores gastos por impuestos al patrimonio en la subsidiaria AES Chivor en Colombia de MUS$13.700 y por patentes de derechos de agua en AES Gener en Chile por MUS$3.793, ambos registrados durante el primer semestre del año 2011. Esta reducción fue parcialmente compensada con el registro de una provisión equivalente a MUS$4.200 por AES Chivor asociado con un proceso de revisión de impuestos al patrimonio por parte de la autoridad colombiana y mayores beneficios sociales de MUS$8.395 asociados al crecimiento de la Compañía con nuevos proyectos de expansión en curso y 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 el primer semestre de 2011 y 2012 incluyen una menor participación en ganancias de asociadas de MUS$21.019, una variación negativa en diferencias de cambio de MUS$6.030 y mayores costos financieros de MUS$5.376, efectos parcialmente compensados por mayores otras ganancias de MUS$3.382.

La siguiente tabla muestra las variaciones antes mencionadas:

Resultados (MUS$)	Junio 2012	Junio 2011
Otras ganancias (pérdidas)	4.202	820
Ingresos financieros	5.187	4.785
Costos financieros	(58.633)	(53.257)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	(1.821)	19.198
Diferencias de cambio	2.575	8.605

El efecto negativo de MUS$21.019 en participación en ganancias de asociadas es explicado por el menor resultado de la asociada Guacolda debido a la reducción del margen bruto de la compañía producto de menor disponibilidad de sus

plantas y mayores compras de energía. Cabe señalar que la posición sobre-contratada de Guacolda también mejoró con el reciente término del contrato con Candelaria.

La reducción en la ganancia por diferencias de cambio entre el primer semestre de 2011 y 2012 se debe principalmente a una variación negativa en las diferencias de cambio de AES Chivor producto de su mayor balance de inversiones en dólares a junio de 2012. Este efecto fue parcialmente compensado con una mayor ganancia por apreciación del peso chileno y la posición activa neta de la Compañía en pesos chilenos entre junio de 2011 y junio 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 junio de 2012 el peso chileno se apreció un 3,3%, de $519,2 a $501,8, mientras que entre el cierre de diciembre de 2010 y junio de 2011 se depreció un 0,03%, de $468,0 a $468,2.

El aumento del costo financiero neto en MUS$5.376, comparando el primer semestre 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 registraron mayores otras ganancias de MUS$3.382 al 30 de junio de 2012 comparado con igual período de 2011. Este efecto positivo es 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 la pérdida registrada durante el primer semestre de 2011 debido al acuerdo de término definitivo alcanzado entre Eléctrica Santiago y tres empresas de transporte de gas en diciembre de 2010.

2.3. Impuesto a la renta

El gasto por impuesto fue menor en MUS$25.067, disminuyendo desde MUS$70.768 al 30 de junio de 2011 a MUS$45.701 durante el mismo período de 2012 explicado por el menor resultado antes de impuesto registrado al cierre de junio de 2012 en comparación con el mismo período en 2011.

3. Análisis del balance

Al 30 de junio de 2012, se registraron activos por MUS$5.836.940, levemente mayor a los MUS$5.829.273 registrados al cierre de diciembre de 2011. Esta variación está explicada por el aumento en activos no corrientes de MUS$82.926 y la reducción en activos corrientes de MUS$75.259.

El total de patrimonio neto y pasivos registró un aumento de MUS$7.667, explicado por un aumento de MUS$94.956 y MUS$17.812 en pasivos corrientes y no corrientes, respectivamente, parcialmente compensado por la disminución de MUS$105.101 en patrimonio neto.

Balance (MUS$)	Junio 2012	Diciembre 2011
Activos corrientes	1.011.630	1.086.889
Activos no corrientes	4.825.310	4.742.384
Total Activos	**5.836.940**	**5.829.273**
Pasivos corrientes	609.114	514.158
Pasivos no corrientes	2.804.148	2.786.336
Patrimonio neto	2.423.678	2.528.779
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.836.940**	**5.829.273**

El activo corriente presentó una variación negativa de MUS$75.259 principalmente por menores otros activos financieros de MUS$122.007 asociados a menores depósitos a plazo con vencimiento superior a tres meses y menores deudores

comerciales. Esta variación se explica fundamentalmente por el pago de dividendos realizado en mayo de 2012 por un total de US$94,0 millones. Adicionalmente, se registró una disminución en otras cuentas por cobrar corrientes en MUS$78.988 producto de menores cuentas del negocio eléctrico. Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por mayor efectivo y equivalente al efectivo de MUS$78.552 relacionado con mayores depósitos a plazo con vencimiento inferior a tres meses.

El activo no corriente aumentó un 2%, principalmente por el incremento en el rubro propiedades, planta y equipo de MUS$85.623 fundamentalmente relacionado con las inversiones realizadas en la construcción del proyecto Ventanas IV (270 MW), de la subsidiaria Eléctrica Campiche, actualmente en construcción.

Los pasivos corrientes aumentaron un 18% respecto de lo registrado al 31 de diciembre de 2011. Entre las variaciones destaca el aumento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar en MUS$78.634 principalmente relacionadas con mayores dividendos por pagar, dado que en la junta de accionistas ordinaria realizada en abril de 2012 se aprobó el pago de un dividendo adicional por US$153 millones a cargo del ejercicio 2011 en agosto de 2012. Los otros pasivos financieros corrientes también aumentaron en MUS$31.397 asociado con el inicio de amortización del crédito "project finance" de Angamos en octubre de 2012. Este efecto fue parcialmente compensado por un aumento de provisiones por impuestos corrientes de MUS$17.256.

Los pasivos no corrientes aumentaron MUS$17.812 principalmente producto del incremento de MUS$10.858 en otras cuentas por pagar no corrientes a acreedores comerciales y un aumento de otras provisiones no corrientes de MUS$8.458 principalmente relacionado con una provisión de AES Chivor asociado con un proceso de revisión de impuestos al patrimonio por parte de la autoridad colombiana.

Durante los primeros seis meses de 2012, el patrimonio disminuyó MUS$105.101 fundamentalmente producto de menores ganancias acumuladas de MUS$138.085 y una variación positiva en otras reservas de MUS$32.568 producto de la conversión de los resultados de AES Chivor de pesos colombianos a dólares.

4. Indicadores

Los indicadores de liquidez disminuyeron dado la reducción de los activos corrientes y el aumento de los pasivos corrientes.

El pasivo exigible aumentó por mayores pasivos financieros corrientes y no corrientes a junio de 2012.

La cobertura de gastos financieros disminuyó debido el menor resultado antes de impuestos en los últimos doce meses en comparación con el año 2011.

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

		Junio 2012	Diciembre 2011
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	1,66	2,11
Razón ácida	(veces)	0,80	0,80
(Activo corr.- Inventarios) / Pasivo corr,	(veces)	1,46	1,91
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	1,41	1,31
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,18	0,16
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,82	0,84
Pasivo exigible	(millones de dólares)	3.413	3.300
Cobertura gastos financieros	(veces)	3,36	5,07

Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.424	2.529
Propiedades, planta y equipo, neto	(millones de dólares)	4.461	4.375
Total activos	(millones de dólares)	5.837	5.829
Rentabilidad			
De los activos [1]	(%)	3,11	5,59
Del patrimonio [1]	(%)	7,48	12,89
Rendimiento activos operacionales [2]	(%)	12,17	15,70
Utilidad/Acción [3]	(dólares)	0,02	0,04
Retorno dividendos [4]	(%)	3,5%	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 30 de junio de 2012 fue de MUS$487.709, 104% mayor que el saldo final obtenido al cierre de junio de 2011 de MUS$239.297. El flujo neto total del período fue positivo en MUS$66.815 al 30 de junio de 2012, lo que se compara favorablemente con el flujo negativo de MUS$56.404 al cierre de junio 2011. El mayor flujo se explica por la variación positiva en el flujo de las actividades de operación, parcialmente compensadas por una variación negativa en los flujos de financiamiento e inversión.

Flujo de caja (M$)	**Junio 2012**	**Junio 2011**
Flujo neto de operación	109.072	(67.678)
Flujo neto de inversión	(27.961)	(26.185)
Flujo neto de financiamiento	(14.296)	37.459
Flujo neto total del período	**66.815**	**(56.404)**
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	**487.709**	**239.297**

El flujo de operación registró una variación positiva de MUS$176.750 al cierre de junio de 2012, en comparación con el primer semestre del año anterior, debido principalmente a menores dividendos pagados de MUS$147.862, asociado al pago total del dividendo definitivo a cargo del ejercicio 2010 en el primer semestre de 2011, en comparación al pago parcial del dividendo definitivo a cargo del ejercicio 2011 en el primer semestre de 2012 con un segundo pago realizado en tercer trimestre de 2012. Adicionalmente, hubo mayor recaudación de cuentas por cobrar de MUS$126.790 y menor remuneración de cuentas por pagar comerciales de MU$93.883. Lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto negativo en cuentas por pagar operacionales de MUS$52.803 y una variación negativa en gasto por impuesto a las ganancias por MUS$25.067.

Las actividades de inversión presentaron una variación negativa de MUS$1.776, comparando el primer semestre de 2011 y 2012. Las principales variaciones fueron mayores compras de propiedades, plantas y equipos de MUS$30.720, principalmente por mayores inversiones en el proyecto en construcción Ventanas IV, parcialmente compensado por un aumento en otras entradas de efectivo de MUS$30.446 producto de mayores inversiones financieras.

Las actividades de financiamiento representaron un menor flujo de MUS$51.755 al cierre de junio 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$57.770 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 durante el primer semestre de 2012.

	SIC				SING				SADI	SIN	
Energía (GWh)	**Gener[(1)]**	**Eléctrica Santiago**	**Eléctrica Ventanas**	**SIC**	**Norgener**	**TermoAndes**	**Angamos**	**SING**	**TermoAndes**	**Chivor**	**Total**
Generación											
Hidro	657	-	-	657	-	-	-	-	-	2,243	2,900
Termo	1,160	1,121	927	3,208	951	-	1,345	2,296	2,107	-	7,611
Total	**1,817**	**1,121**	**927**	**3,865**	**951**	**-**	**1,345**	**2,296**	**2,107**	**2,243**	**10,511**
Compras											
Spot	59	0	-	60	139	52	-	191	-	1,046	1,297
Otros generadores	364	-	-	364	-	-	-	-	-	-	364
Intercompañía	1,280	-	-	1,280	-	-	-	-	-	-	1,280
Total	**1,703**	**0**	**-**	**1,703**	**139**	**52**	**-**	**191**	**-**	**1,046**	**2,940**
Pérdidas	**151**	**(3)**	**-**	**147**	**(16)**	**(20)**	**(20)**	**(57)**	**674**	**(43)**	**722**
Ventas											
Distribuidoras[(2)]	2,752	35	-	2,787	-	-	-	-	-	1,613	4,400
Clientes libres	778	-	-	778	1,056	31	846	1,934	679	-	3,391
Spot	141	730	-	871	18	-	479	496	2,103	1,633	5,102
Intercompañía	-	353	927	1,280	-	-	-	-	-	-	1,280
Total	**3,671**	**1,118**	**927**	**5,715**	**1,074**	**31**	**1,325**	**2,430**	**2,782**	**3,246**	**14,173**

(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. Adicionalmente, TermoAndes también realiza ventas al Sistema Argentino de Interconexión.

Sistema Interconectado Central (SIC)

El costo marginal promedio fue similar en el primer semestre 2011 y 2012, aumentando solo un 2%. Al 30 de junio de 2012, 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 junio de 2012 y 2011.

SIC		**Junio 2012**	**Junio 2011**
Variación demanda	(%)	6,9	6,2
Consumo promedio mensual	(GWh)	3.855	3.607
Costo marginal promedio (Quillota 220 kV)	US$/MWh	209,9	206,0

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

La disminución en el costo marginal de 34% en el SING se explica principalmente por las nuevas centrales a carbón que iniciaron operaciones en 2011 y mayor generación con GNL. Al 30 de junio de 2012, las empresas del Grupo AES Gener aportaron 30% de la generación neta del SING. Por su parte, el aporte de TermoAndes al SADI a junio de 2012 corresponde al 4,7% de la generación del sistema. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING/SADI durante el primer semestre de 2012 y 2011.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

SING/SADI		**Junio 2012**	**Junio 2011**
Variación demanda SING	(%)	4,4	4,5
Consumo promedio mensual SING	(GWh)	1,218	1,167
Costo marginal promedio SING (Crucero 220 kV)	US$/MWh	112,2	168,7
Costo marginal promedio SADI	US$/MWh	30,7	29,4

Los precios en bolsa en dólares disminuyeron en 3%, dada las condiciones húmedas presentes en Colombia en el primer semestre de 2012 asociada con el fenómeno de “La Niña”. Cabe señalar que los precios en bolsa en pesos colombianos disminuyeron aproximadamente un 7%. Al 30 de junio de 2012, la generación de AES Chivor representó un 8% de la demanda en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN durante el período terminado el 30 de junio de 2012 y 2011:

Colombia		**Junio 2012**	**Junio 2011**
Variación demanda	(%)	4,1	0,4
Consumo promedio mensual	(GWh)	4,853	4,661
Precio bolsa promedio	US$/MWh	40,2	41,7

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 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 al 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 30 de junio de 2012, 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 junio 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$9.482 en los resultados de Gener. Al 30 de junio de 2012, aproximadamente el 85,7% de los ingresos ordinarios y el 91,0% de los costos de la Compañía están denominados en dólares estadounidenses, mientras que al 30 de junio de 2011 aproximadamente el 87,2% de los ingresos ordinarios y el 92,0% 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 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 30 de junio de 2012, las ventas en pesos colombianos representaron 10,5% de los ingresos consolidados mientras que al cierre de junio de 2011 representaron un 10,2%. Adicionalmente, los dividendos de 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 un 3,8% de los ingresos consolidados al cierre de junio de 2012, en tanto que al 30 de junio de 2011 representó 2,6%.

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 30 de junio de 2012, el 60,2% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 27,0% en pesos chilenos, 4,6% en pesos colombianos y un 8,2% 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 junio de 2011, 77,1% estaban denominadas en dólares estadounidenses, 20,6% en pesos chilenos, 1,2% en pesos colombianos y un 1,1% en pesos argentinos.

Respecto de préstamos bancarios y obligaciones en bonos denominados en moneda distinta al dólar estadounidense, 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, Gener contrató un swap de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Al cierre de junio 2012, el 98,0% de la deuda de 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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Moneda	Junio 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, 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 S.A. (Eléctrica Ventanas) y Eléctrica Angamos. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Tasa	Junio 2012 %	Diciembre 2011 %
Tasa Fija	90,0	90,1
Tasa Variable	10,0	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 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 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 Gener se encuentra mayormente 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 30 de junio de 2012, habría significado una variación negativa de aproximadamente MUS$7.708 en el margen bruto de la Compañía, mientras que una disminución del 10% habría significado una variación 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 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 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 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. Gener y ESSA presentaron en este proceso de quiebra escritos de verificación de crédito por los montos adeudados a cada Compañía por un total de MUS$66 y MUS$2.771, respectivamente, más el interés legal convencional, cifras que han sido provisionados (ver nota 32.4 b.4). En Colombia, 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, 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 Chivor presentó acciones para intentar recuperar el monto adeudado.

En cuanto a las inversiones financieras que realiza 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 30 de junio de 2012, Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$501.044, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de MUS$487.709 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares estadounidenses por un total de MUS$13.335, 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 de retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 30 de junio de 2012, Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$270.533 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS$243.420.

En relación al pago de deuda, 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$379.617 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 la tabla a continuación, muestra el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses:

Tabla amortización de deuda

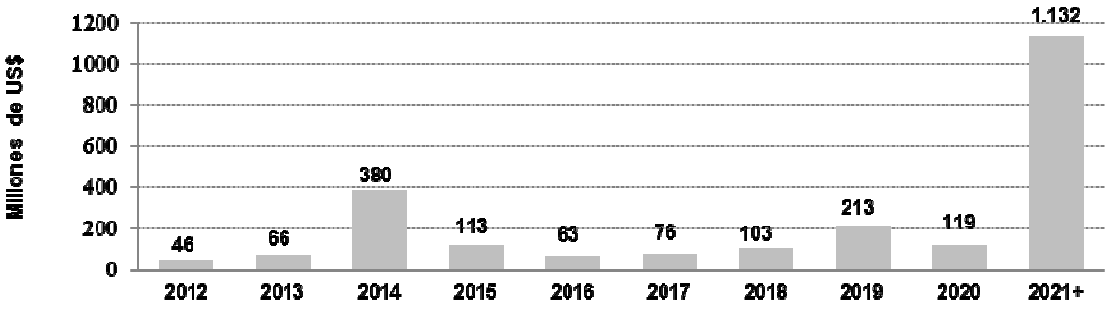

Tabla de vencimientos
al 30 de junio de 2012

	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%	0.4	1.0	1.1	1.2	41.9
(US$)	9.75%	-	-	170.0	-	-
(US$)	6.95%	3.0	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		**45.5**	**66.1**	**379.6**	**113.1**	**1,707.4**

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. Sin embargo, desde mediados de diciembre de 2011 hasta la fecha, 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 el crecimiento de demanda domestica en Argentina y la disponibilidad de gas en la cuenca Noroeste.

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 en junio 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 ha firmado contractos con los proveedores de equipos e iniciado las obras preliminares para cumplir con los plazos establecidos. 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.