



El 1T12 presenta una ganancia, explicada principalmente por los ingresos registrados en las líneas de diferencias de cambio e impuesto a las ganancias, y por el aporte de margen entregado por la generación de la puesta en marcha de la central Santa María I. Estos efectos parcialmente compensaron una desfavorable condición hidrológica y el mayor costo térmico incurrido para satisfacer los compromisos contractuales.

# 1T12

## Informe Trimestral

- Los ingresos de actividades ordinarias de Colbún durante el 1T12 ascendieron a US\$361,1 millones, lo que significó un aumento de 13% respecto al 4T11 y un aumento de 15% respecto al 1T11.
- El EBITDA del 1T12 alcanzó US\$27,4 millones, comparado con US\$74,2 millones el 4T11 y US\$16,9 millones el 1T11, obteniendo un margen EBITDA de 8% en el 1T12 versus 23% el 4T11 y 5% el 1T11.
- La ganancia del 1T12 fue de US\$9,2 millones, comparada con la ganancia de US\$32,3 millones del trimestre anterior y con la pérdida de US\$28,9 millones obtenida durante el 1T11.
- El proyecto Santa María I (342 MW) continúa en etapa de pruebas. Durante el trimestre se generaron 145 GWh, alcanzando durante algunas horas potencia máxima con plena carga a carbón. Se espera alcanzar niveles de generación más estables durante los próximos meses. Este mayor plazo de comisionamiento se agrega a los importantes atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto y se explica principalmente por los reiterados incumplimientos del consorcio contratista a cargo de la construcción de la central en la modalidad EPC, derivados de un desempeño y comportamiento gravemente negligente.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW) trabaja simultáneamente en todos los frentes del proyecto: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Habiéndose realizado el desvío del río a fines de 2011, actualmente está en plena construcción la presa de hormigón rodillado y se trabaja en la instalación de los dispositivos hidráulicos en los primeros niveles de la casa de máquina subterránea.
- El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) está concluyendo la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011. La etapa que corresponde a continuación incluye la lectura y análisis de los resultados, estudios adicionales que de ello puedan surgir, así como los estudios de ingeniería necesarios para determinar las adecuaciones a las obras civiles que se prevén dada la información recabada a la fecha. Se espera que esta etapa se prolongue hasta el segundo semestre del 2012. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la etapa referida.
- Al cierre del 1T12 nuestras inversiones financieras alcanzaron US\$203,2 millones y nuestra deuda neta registró US\$1.357 millones.

### Conference Call Resultados 1T12

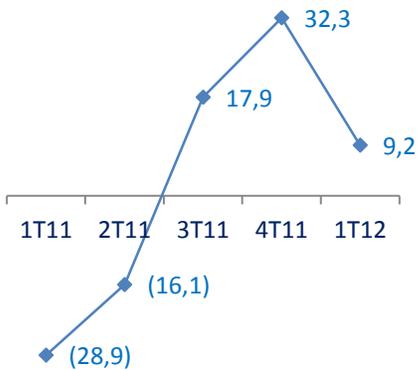
Fecha: Lunes 07 de Mayo 2012  
 Hora: 12:00 PM Eastern Daylight Time  
 12:00 PM Chile  
 US Toll Free: (+1 888) 481 7939  
 International Dial: (+1 617) 847 8707  
 Password: 536 865 92

### Resumen US\$ millones

				Variación	
	1T11	4T11	1T12	T/T	A/A
Ingresos de actividades ordinarias	315,2	319,8	361,1	13%	15%
EBITDA	16,9	74,2	27,4	(63%)	63%
Ganancia de la controladora	(28,9)	32,3	9,2	(72%)	(132%)
Deuda Neta	1.079	1.199	1.357	13%	26%
Ventas de energía (GWh)	2.698	2.766	2.935	6%	9%
Generación hidráulica (GWh)	1.166	1.696	1.426	(16%)	22%
Tipo de cambio de cierre (CLP/USD)	479,5	519,2	487,4	(6%)	2%

Colbún es el segundo generador del Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile con una capacidad instalada de 2.620 MW (52% térmica y 48% hidráulica) repartida en 21 centrales. Las centrales están ubicadas en 7 regiones. Colbún vende energía y potencia a clientes regulados (Distribuidoras), a clientes libres (Industriales) y los excedentes a otros generadores a través del mercado spot.

### Ganancia Controladora US\$ Millones

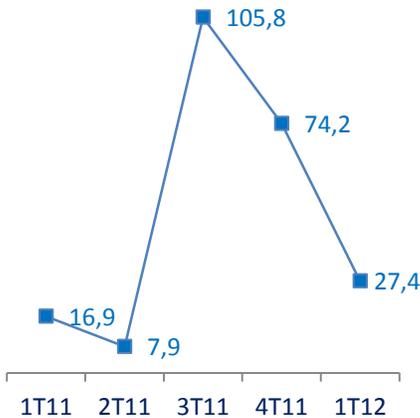


La ganancia del 1T12 de US\$9,2 millones se compara negativamente con la ganancia de US\$32,3 millones obtenida el trimestre anterior y positivamente con la pérdida de US\$28,9 millones del 1T11.

La diferencia con respecto al 4T11 se explica principalmente por el menor resultado de operación, parcialmente compensado por un mayor resultado fuera de operación y un mayor ingreso registrado en la línea de impuestos a las ganancias.

- *Menor resultado de operación:* se explica principalmente por el efecto de la menor generación hidráulica del 1T12 en comparación al trimestre anterior y en consecuencia, mayores costos incurridos en generación térmica para abastecer el nivel de compromisos contractuales.
- *Mayor resultado fuera de operación:* esta evolución favorable se explica principalmente por un mayor ingreso registrado en la línea de "Diferencias de Cambio", debido a la mayor apreciación del tipo de cambio CLP/USD durante el trimestre (6,1% el 1T12 vs. 0,5% el 4T11); y a un menor gasto registrado en la línea "Otros gastos distintos de la operación". El trimestre anterior, esta línea registraba un pago no recurrente de US\$21,3 millones a GasAndes por el término anticipado de un contrato de transporte de gas. Si bien este trimestre también registra un gasto no recurrente asociado al ejercicio de opciones referidas en la misma transacción, este fue menor (US\$10,7 millones).
- *Impuestos a las ganancias:* este trimestre registró un mayor ingreso por impuestos a las ganancias en comparación al anterior, principalmente explicado por el efecto de la mayor apreciación del tipo de cambio durante el periodo sobre la contabilidad tributaria que se lleva en CLP.

EBITDA  
US\$ Millones



El EBITDA durante el 1T12 alcanzó US\$27,4 millones, que se compara negativamente con el EBITDA de US\$74,2 millones registrado durante el 4T11 y positivamente con los US\$16,9 millones del 1T11.

El menor EBITDA del 1T12 en comparación al 4T11 se explica principalmente por los siguientes efectos:

- **Menor generación hidráulica** en comparación al trimestre anterior, lo cual implicó un mayor despacho de nuestras centrales térmicas (dado los costos marginales que presentó el sistema durante el periodo, efecto que se detalla a continuación). La generación hidráulica del trimestre fue menor en 270 GWh representando una disminución de 16%, explicado principalmente por el debilitamiento de los afluentes hídricos consistente con la estacionalidad.
- **Mayores costos por generación térmica con gas natural y diesel.** El incremento de generación térmica es explicado principalmente por la menor generación hidroeléctrica ya mencionada, por la mayor disponibilidad de gas natural debido a un nuevo acuerdo alcanzado con Enap, que contempla el suministro de este combustible para la operación de una unidad de ciclo combinado de nuestro complejo Nehuenco durante los primeros meses del año; y por el mayor despacho de nuestras centrales térmicas con diesel, que en promedio presentaron un costo variable menor al costo marginal del sistema. Lo anterior a su vez se tradujo en una menor necesidad de comprar en el mercado spot, efecto positivo que explica en el siguiente punto. Como referencia, el costo marginal promedio fue de US\$206/MWh en 1T12 vs. US\$154/MWh en 4T11. De nuestro mix de generación térmica con gas y diesel del 1T12, la generación con gas representó el 51% y la generación con diesel representó el 49%. A su vez, durante el 1T12 el costo unitario promedio de generación con diesel fue mayor con respecto al trimestre anterior. Esta alza se explica en parte porque el precio del petróleo en Chile sigue la misma tendencia que el WTI, cuyo precio promedio, como referencia, fue de US\$103/bbl en 1T12 vs. US\$94/bbl en 4T11.

Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por:

- **Menores compras en el mercado spot.** Si bien, la compañía presentó una posición de comprador neto en el mercado spot durante el 1T12 para cumplir con el incremento del consumo de sus compromisos contractuales, esta fue mucho menor al 4T11 debido a los niveles de costos marginales del sistema ya explicados. Esto implicó un mayor despacho de nuestras centrales térmicas, cuyo costo variable fue en promedio inferior al costo marginal del sistema. Esto se tradujo en una posición de comprador neto por 13 GWh el 1T12 vs. 715 GWh el 4T11.
- **Mayores ingresos por ventas a clientes bajo contrato** en comparación al trimestre anterior. Este incremento se explica principalmente por mayores ventas físicas a clientes regulados (mayores en 133 GWh, representando un alza de 8%) y a un mayor precio monómico promedio de venta a clientes libres (mayor en un 11%), por la aplicación de fórmulas de indexación en algunos de los respectivos contratos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas físicas a clientes libres (menores en 23 GWh, representando una disminución de 2%) y a un menor precio monómico promedio de ventas a clientes regulados (menor en 4%).

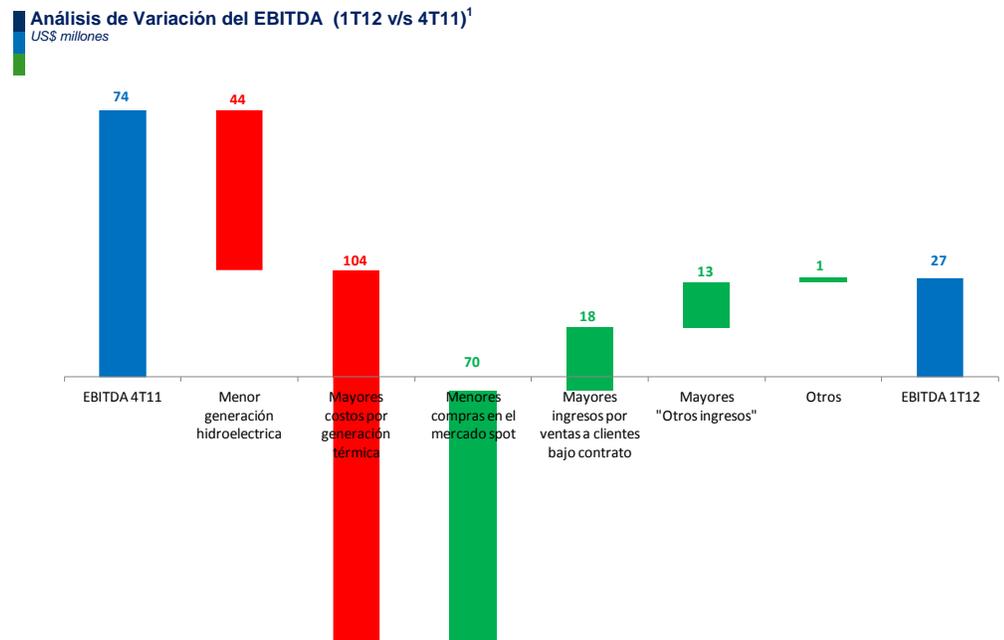
# Análisis de Resultados

## Resultado de la Operación

Esta disminución se explica por el cambio en el esquema de precio de un contrato de esta categoría, que durante el periodo 2010-2011 estuvo indexado al costo marginal del sistema, y que a partir del 2012 pasó a tener un precio fijo indexado a CPI (y que es menor al costo marginal promedio del 4T11).

- **Mayores "Otros ingresos"**, explicado principalmente por el margen de US\$11,5 millones entregado por la generación de la puesta en marcha de la central Santa María I durante el trimestre, que totalizó 145 GWh. Este margen, acorde al tratamiento contable que se aplicará hasta que se active contablemente la central, es el resultante entre las inyecciones valorizadas acumuladas y los costos de producción acumulados a la fecha.

Los efectos negativos y positivos del 1T12 recién mencionados, están cuantificados en el siguiente gráfico:

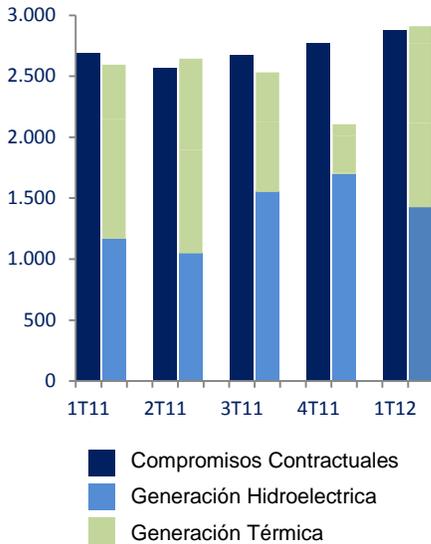


<sup>1</sup>: Este análisis utiliza criterios, supuestos y aproximaciones para propósitos ilustrativos de la cuantificación de los principales efectos que explican la variación EBITDA T/T.

**Detalle del EBITDA**  
US\$ millones

	Variación				
	1T11	4T11	1T12	T/T	A/A
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>315,2</b>	<b>319,8</b>	<b>361,1</b>	<b>13%</b>	<b>15%</b>
Ventas a Clientes Regulados	144,2	179,7	187,8	4%	30%
Ventas a Clientes Libres	115,4	105,4	114,9	9%	(0%)
Ventas en el mercado Spot	8,7	(1,7)	9,3	(649%)	6%
Otros ingresos	46,9	36,4	49,1	35%	5%
<b>Materias primas consumibles utilizados</b>	<b>(282,8)</b>	<b>(227,3)</b>	<b>(316,3)</b>	<b>39%</b>	<b>12%</b>
Peajes	(26,3)	(27,8)	(34,9)	26%	33%
Compras de Energía y Potencia	(50,5)	(117,8)	(47,4)	(60%)	(6%)
Consumo de Gas	(120,9)	(8,8)	(99,6)	1031%	(18%)
Consumo de Petróleo	(73,2)	(53,4)	(120,4)	126%	65%
Trabajo y suministro de terceros	(11,9)	(19,5)	(13,9)	(29%)	17%
<b>Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos</b>	<b>(15,6)</b>	<b>(18,3)</b>	<b>(17,4)</b>	<b>(5%)</b>	<b>11%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>16,9</b>	<b>74,2</b>	<b>27,4</b>	<b>(63%)</b>	<b>63%</b>

**Balance Compromisos vs. Generación**  
GWh



El balance de compromisos vs. generación muestra que:

- La **generación hidroeléctrica del 1T12** de 1.426 GWh representó el 50% de los compromisos contractuales del trimestre, en comparación a 1.696 GWh del 4T11 que representó 61% de los compromisos. La menor generación hidráulica durante el primer trimestre del año (menor en 270 GWh) es explicado principalmente por el debilitamiento de los afluentes hídricos consistente con la estacionalidad. Las precipitaciones en el año hidrológico 2011-12, que comenzó en Abril 2011 y finalizó en Marzo 2012, en las cuatro cuencas relevantes para Colbún, esto es: Aconcagua, Maule, Laja y Chapo, registraron una variación respecto a las precipitaciones medias de -70%, -29%, -5% y -7%, respectivamente.
- El 50% restante de los compromisos contractuales y las ventas al mercado spot fueron cubiertos por generación térmica propia con gas natural y diesel, la inyecciones de la central Santa María y compras en el mercado spot.
- La disponibilidad de gas natural llevó a Colbún a generar 690 GWh durante el primer trimestre del año con este combustible, a diferencia del trimestre anterior, en el cual se generaron 14 GWh. La mayor generación con este combustible durante el 1T12 se explica por un nuevo acuerdo alcanzado con Enap, que considera el suministro de gas natural para la operación de una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuencho para los primeros meses del año.
- La menor generación hidráulica, la mayor generación con gas, las inyecciones de Santa María I y el mayor despacho de sus centrales térmicas operando con diesel, permitió a Colbún durante el trimestre ser excedentario en ciertos momentos y deficitario en otros. Esto se tradujo en ventas en el mercado spot de 59 GWh durante el 1T12, y a la vez en una disminución en sus compras en este mercado desde 715 GWh durante el 4T11 a 72 GWh durante el 1T12.

**Balance Ventas Físicas v/s Generación**  
Cifras en GWh

	1T11	4T11	1T12	Variación	
				T/T	A/A
<b>Ventas</b>					
Clientes Regulados	1.476	1.588	1.721	8%	17%
Clientes Libres	1.209	1.178	1.156	(2%)	(4%)
Ventas al mercado spot	13	0	59	-	362%
<b>Total Ventas</b>	<b>2.698</b>	<b>2.766</b>	<b>2.935</b>	<b>6%</b>	<b>9%</b>
<b>Generación</b>					
Hidráulica	1.166	1.696	1.426	(16%)	22%
Térmica Gas	984	14	690	4971%	(30%)
Térmica Diesel	444	302	650	116%	47%
Térmica Carbón	0	95	145	-	-
<b>Total Generación Propia</b>	<b>2.594</b>	<b>2.106</b>	<b>2.911</b>	<b>38%</b>	<b>12%</b>
<b>Compras de energía (mercado spot)</b>	<b>126</b>	<b>715</b>	<b>72</b>	<b>(90%)</b>	<b>(43%)</b>

- **Ingresos Financieros:** El 1T12 registra ingresos financieros de US\$1,4 millones consistentes con los montos invertidos durante el periodo.
- **Gastos Financieros:** Los gastos financieros del 1T12 fueron de US\$4,6 millones. Los costos financieros activados durante el 1T12 fueron US\$18,1 millones vs. US\$17,8 millones el trimestre anterior.
- **Otros Ingresos/(Egresos) distintos de los de operación:** el 1T12 registró en esta línea una pérdida por US\$14,6 millones. Esta se explica principalmente por un pago de US\$10,7 millones a GasAndes por el ejercicio de las opciones contenidas en la transacción realizada durante 4T11 para dar término anticipado a contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago, y otros pagos ya realizados, el acuerdo implicará para la compañía un ahorro relevante de costos futuros de aproximadamente US\$16 millones anuales en el periodo 2012 a 2028 por servicios de transporte de gas que no estaba usando.
- **Diferencia de Cambio:** El resultado positivo de US\$10,3 millones por diferencia de cambio durante el 1T12 es el resultado de una apreciación de 6,1% del tipo de cambio CLP/USD en el período, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local. Cabe recordar que Colbún tiene activos denominados en pesos chilenos, como por ejemplo impuestos por recuperar.
- **Impuesto a las Ganancias:** El impuesto a las ganancias registra un ingreso durante 1T12 de US\$16,3 millones lo cual se compara positivamente con el ingreso registrado en el trimestre anterior de US\$8,4 millones. El principal factor que incide en este ítem es la apreciación o depreciación del peso respecto al dólar, y su efecto sobre el activo fijo tributario y las diferencias de cambio obtenidas en Principios Contables Generalmente Aceptados (PCGA). El ingreso registrado en la línea de impuesto durante 1T12 se explica principalmente por el efecto de la apreciación de 6,1% que experimentó el CLP respecto al USD.

Para el **análisis del balance** cabe destacar el saldo de las siguientes cuentas:

### Activos por impuestos, Corrientes

Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$239,8 millones al cierre del 1T12. El aumento del saldo en US\$57,1 millones en comparación al cierre del 4T11 se explica principalmente por el crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el periodo - impuesto específico que se está 'acumulando' desde abril 2011 en el balance, producto del término en marzo 2011 de la franquicia tributaria que permitía a las empresas generadoras a recuperar dicho impuesto en el mes siguiente del desembolso; y al IVA Crédito generado por los proyectos de inversión que actualmente está llevando a cabo la compañía.

### Otros Activos Corrientes

Esta cuenta registra un saldo de US\$107,9 millones, un aumento de US\$29,2 millones en comparación al cierre de 4T11, principalmente explicado por el pago de US\$17,2 millones a GasAndes por servicios anticipados de transporte de gas natural, asociados al ejercicio de las opciones referidas en la transacción realizada durante 4T11; y al efecto de la apreciación de tipo de cambio sobre líneas de activos financieros.

### Activos No Corrientes

La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.660 millones al cierre del 1T12, un aumento de US\$65,1 millones respecto al cierre del 4T11, que se explica por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía, parcialmente compensado por la depreciación del periodo.

Los otros activos no corrientes aumentaron en US\$27,7 millones, cerrando el 1T12 con un saldo de US\$281,3 millones, explicado principalmente por el efecto de la apreciación del tipo de cambio sobre líneas de activos no corrientes denominados en moneda local.

### Pasivos Corrientes

Los Pasivos Corrientes alcanzaron a US\$400,6 millones, un aumento de US\$61,6 millones en comparación al cierre del 4T11. Esta variación se explica principalmente por el traspaso hacia la porción de corto plazo de una amortización de un crédito en pesos, el efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares y operaciones de financiamiento de corto plazo realizadas durante el trimestre. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una amortización del mismo crédito mencionado anteriormente.

### Pasivos No Corrientes

Totalizaron US\$1.821 millones al cierre de 1T12, un leve incremento durante el trimestre debido principalmente al efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares, parcialmente compensado por el efecto de esta variación sobre la línea de pasivos por impuestos diferidos y el traspaso desde la porción de largo plazo del crédito mencionado anteriormente.

### Patrimonio

Al término del trimestre la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.483 millones, una variación positiva de US\$21,1 millones, que se explica principalmente por la ganancia del ejercicio del periodo y el aumento de cuentas de otras reservas.

## Balance Resumido

US\$ millones

				Variación	
	1T11	4T11	1T12	T/T	A/A
Activos Corrientes	1.006,5	771,2	764,0	(7,3)	(242,5)
Efectivo y equivalentes al efectivo	441,2	295,8	203,0	(92,8)	(238,2)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	327,1	214,1	213,2	(0,8)	(113,9)
<i>Ventas normales</i>	184,6	157,0	157,6	0,5	(27,0)
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	63,8	0,4	0,0	(0,4)	(63,8)
<i>Deudores varios</i>	78,7	56,6	55,7	(0,9)	(23,0)
Activos por impuestos, corrientes	184,9	182,7	239,8	57,1	54,9
Otros activos corrientes	53,3	78,7	107,9	29,2	54,7
Activos No Corrientes	4.758,6	4.848,3	4.941,1	92,8	182,5
Propiedades, planta y equipo	4.505,0	4.594,7	4.659,8	65,1	154,8
Otros activos no corrientes	253,6	253,6	281,3	27,7	27,7
<b>Total Activos</b>	<b>5.765,1</b>	<b>5.619,5</b>	<b>5.705,1</b>	<b>85,6</b>	<b>(60,0)</b>
Pasivos corrientes	386,3	338,9	400,6	61,6	14,3
Pasivos no corrientes	1.878,0	1.818,3	1.821,2	2,8	(56,8)
Patrimonio total	3.500,8	3.462,2	3.483,3	21,1	(17,5)
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>5.765,1</b>	<b>5.619,5</b>	<b>5.705,1</b>	<b>85,6</b>	<b>(60,0)</b>

Las **actividades de la operación** generaron un flujo neto negativo durante el 1T12 de US\$10,1 millones. Este se explica principalmente por el menor EBITDA, los mayores requerimientos de capital de trabajo durante el periodo debido al aumento de generación térmica tanto con gas natural como con diesel, y a la disminución de compras en el mercado spot (tomando en cuenta que el plazo de pago a proveedores de combustible es menor que al CDEC); y por el pago de aproximadamente US\$28 millones a GasAndes por el ejercicio de las opciones referidas en la transacción realizada durante 4T11.

Las **operaciones de financiamiento** originaron un flujo neto positivo durante el 1T12 de US\$18,9 millones que se explica principalmente por operaciones de financiamiento de corto plazo, parcialmente compensado por la amortización de un crédito local.

Las **actividades de inversión** originaron un flujo neto negativo de US\$110,0 millones durante el 1T12, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$103,8 millones producto principalmente de la incorporación de activo fijo proveniente de los proyectos en etapa de construcción, y a aportes entregados a nuestra empresa coligada Hidroaysén por US\$5,1 millones.

**Flujo de Efectivo**  
US\$ millones

	Variación				
	1T11	4T11	1T12	T/T	A/A
<b>Efectivo y equivalentes al principio del periodo</b>	<b>554,5</b>	<b>247,6</b>	<b>295,8</b>	<b>48,2</b>	<b>(258,7)</b>
Flujo Efectivo de actividades de operación	39,8	78,6	(10,1)	(88,7)	(49,9)
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(30,6)	(46,1)	18,9	65,0	49,5
Flujo Efectivo de actividades de inversión	(114,5)	6,8	(110,0)	(116,8)	4,5
<b>Flujo Neto del Periodo</b>	<b>(105,3)</b>	<b>39,3</b>	<b>(101,2)</b>	<b>(140,5)</b>	<b>4,1</b>
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	(8,0)	8,9	8,4	(0,5)	16,4
<b>Efectivo y equivalentes al final del periodo</b>	<b>441,2</b>	<b>295,8</b>	<b>203,0</b>	<b>(92,8)</b>	<b>(238,2)</b>

## Análisis de Deuda Neta y Liquidez

La **deuda neta** de Colbún registró un aumento de US\$158,9 millones durante el 1T12 respecto al trimestre anterior, alcanzando US\$1.357,4 millones. Este aumento se explica principalmente el menor EBITDA, la inversión en los proyectos en construcción y en capital de trabajo.

### Análisis de Liquidez

US\$ millones

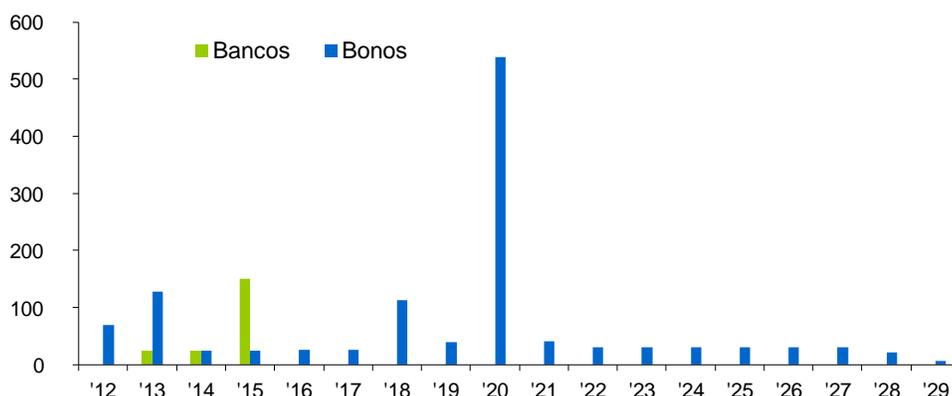
	1T11	4T11	1T12	Variación	
				T/T	A/A
Deuda Financiera Bruta	1.520,1	1.493,6	1.560,6	67,0	40,5
Inversiones Financieras	440,7	295,0	203,2	(91,8)	(237,5)
<b>Deuda Neta</b>	<b>1.079,4</b>	<b>1.198,6</b>	<b>1.357,4</b>	<b>158,9</b>	<b>278,0</b>

El saldo de **inversiones financieras** alcanzó US\$203,2 millones al cierre del 3T11 (incluye Depósitos a Plazo, Fondos Mutuos, los intereses devengados por colocaciones y el efecto de derivados para re-denominar la moneda de las inversiones).

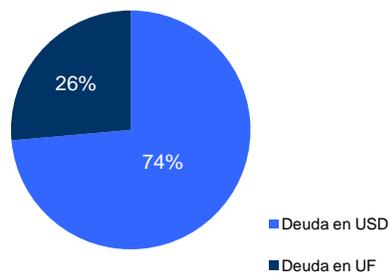
La **deuda financiera bruta** alcanzó US\$1.560,6 millones al cierre del 1T12. Este monto incluye los efectos de los derivados de cobertura, los descuentos en colocación de los bonos, las comisiones, los impuestos y otros gastos. Durante el primer trimestre del año la deuda bruta aumentó en US\$67,0 millones principalmente por el efecto del aumento del tipo de cambio (en ciertas cuentas), disminuyendo los saldos medidos en dólares y por operaciones de financiamiento de corto plazo realizadas durante el trimestre.

### Perfil de amortizaciones de la deuda financiera de largo plazo al cierre de 1T12

US\$ millones



**Desglose de la deuda por moneda al cierre de 1T12**  
Cifras en %



La tasa promedio de la deuda denominada en dólares es de 5,4%.

La vida media de la deuda financiera es de 6,8 años.

Al tomar en cuenta los derivados de cobertura de tipo de cambio y de tasa, el 74% de la deuda financiera de largo plazo de Colbún está dolarizada y el 100% de la deuda financiera de largo plazo tiene tasa fija.

*Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad. En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. ha enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros, y se encuentran disponibles para su consulta y examen, los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas, documentos que deben ser leídos conjuntamente con este informe*

### Ventas y Producción Trimestrales

Gwh

	2011					2012				
	1T11	2T11	3T11	4T11	Total	1T12	2T12	3T12	4T12	Total
<b>Ventas</b>										
Clientes Regulados (GWh)	1.476	1.484	1.538	1.588	6.085	1.721				1.721
Clientes Libres (GWh)	1.209	1.081	1.133	1.178	4.602	1.156				1.156
Ventas al mercado spot (GWh)	13	79	73	0	164	59				59
<b>Total Ventas (GWh)</b>	<b>2.698</b>	<b>2.644</b>	<b>2.744</b>	<b>2.766</b>	<b>10.852</b>	<b>2.935</b>				<b>2.935</b>
<b>Potencia (MW)</b>										
Potencia (MW)	1.419	1.453	1.549	1.536	1.489	1.523				1.523
<b>Generación</b>										
Hidráulica (GWh)	1.166	1.048	1.552	1.696	5.462	1.426				1.426
Térmica Gas (GWh)	984	850	570	14	2.418	690				690
Térmica Diesel (GWh)	444	746	409	302	1.901	650				650
Térmica Carbón (GWh)	0	0	0	95	95	145				145
<b>Total Generación Propia (GWh)</b>	<b>2.594</b>	<b>2.645</b>	<b>2.531</b>	<b>2.106</b>	<b>9.876</b>	<b>2.911</b>				<b>2.911</b>
<b>Compras de energía mercado spot (GWh)</b>	<b>126</b>	<b>29</b>	<b>224</b>	<b>715</b>	<b>1.094</b>	<b>72</b>				<b>72</b>

## Anexo 2 Estado de Resultados

### Estado de Resultados Trimestral

US\$ Millones

	2011					2012				
	1T11	2T11	3T11	4T11	Total	1T12	2T12	3T12	4T12	Total
Ingresos de actividades ordinarias	315,2	335,4	362,3	319,8	1.332,8	361,1				361,1
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(282,8)	(310,6)	(240,6)	(227,3)	(1.061,4)	(316,3)				(316,3)
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>32,4</b>	<b>24,8</b>	<b>121,7</b>	<b>92,5</b>	<b>271,4</b>	<b>44,8</b>				<b>44,8</b>
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(15,6)	(16,9)	(15,8)	(18,3)	(66,7)	(17,4)				(17,4)
Depreciación y amortización	(31,2)	(31,0)	(31,0)	(31,4)	(124,6)	(31,1)				(31,1)
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(23,1)</b>	<b>74,8</b>	<b>42,8</b>	<b>80,1</b>	<b>(3,7)</b>				<b>(3,7)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>16,9</b>	<b>7,9</b>	<b>105,8</b>	<b>74,2</b>	<b>204,7</b>	<b>27,4</b>				<b>27,4</b>
Ingresos financieros	4,8	0,9	1,5	1,6	8,9	1,4				1,4
Costos financieros	(8,3)	(7,6)	(6,6)	(5,3)	(27,7)	(4,6)				(4,6)
Resultados por unidades de reajuste	0,6	2,9	1,0	2,3	6,8	2,2				2,2
Diferencias de cambio	(9,0)	7,2	(16,7)	4,3	(14,2)	10,3				10,3
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	0,0	3,0	(0,5)	1,7	4,3	1,8				1,8
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	(0,3)	(4,2)	(0,9)	(23,5)	(28,9)	(14,6)				(14,6)
<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(12,1)</b>	<b>2,2</b>	<b>(22,1)</b>	<b>(18,9)</b>	<b>(50,9)</b>	<b>(3,4)</b>				<b>(3,4)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>(26,5)</b>	<b>(20,9)</b>	<b>52,7</b>	<b>23,9</b>	<b>29,2</b>	<b>(7,1)</b>				<b>(7,1)</b>
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(2,4)	4,8	(34,8)	8,4	(24,0)	16,3				16,3
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>(28,9)</b>	<b>(16,1)</b>	<b>17,9</b>	<b>32,3</b>	<b>5,2</b>	<b>9,2</b>				<b>9,2</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>(28,9)</b>	<b>(16,1)</b>	<b>17,9</b>	<b>32,3</b>	<b>5,2</b>	<b>9,2</b>				<b>9,2</b>

## Balance Resumido

US\$ Millones

	2011				2012			
	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T11
<b>Activos Corrientes</b>	1.006,5	895,6	767,3	771,2	764,0			
Efectivo y equivalentes al efectivo	441,2	352,0	247,6	295,8	203,0			
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	327,1	278,3	242,6	214,1	213,2			
<i>Ventas normales</i>	184,6	150,4	156,1	157,0	157,6			
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	63,8	49,7	9,0	0,4	0,0			
<i>Deudores varios</i>	78,7	78,2	77,5	56,6	55,7			
Activos por impuestos, corrientes	184,9	205,4	188,8	182,7	239,8			
Otros activos corrientes	53,3	59,9	88,3	78,7	107,9			
<b>Activos No Corrientes</b>	4.758,6	4.851,9	4.859,0	4.848,3	4.941,1			
Propiedades, planta y equipo	4.505,0	4.565,0	4.596,1	4.594,7	4.659,8			
Otros activos no corrientes	253,6	286,9	262,8	253,6	281,3			
<b>Total Activos</b>	<b>5.765,1</b>	<b>5.747,5</b>	<b>5.626,3</b>	<b>5.619,5</b>	<b>5.705,1</b>			
<b>Pasivos corrientes</b>	386,3	413,1	328,8	338,9	400,6			
Pasivos no corrientes	1.878,0	1.897,9	1.870,3	1.818,3	1.821,2			
Patrimonio total	3.500,8	3.436,4	3.427,1	3.462,2	3.483,3			
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>5.765,1</b>	<b>5.747,5</b>	<b>5.626,3</b>	<b>5.619,5</b>	<b>5.705,1</b>			
<b>TC Cierre (CLP/USD)</b>	479,5	468,2	521,8	519,2	487,4			