

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$8,1 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$117,9 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2013.

EN EL PRIMER SEMESTRE, SI BIEN LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA AUMENTARON UN 3%, LOS INGRESOS OPERACIONALES DISMINUYERON UN 2%, FUNDAMENTALMENTE DEBIDO A MENORES TARIFAS DE VENTA. EL MENOR NIVEL DE EBITDA EN EL SEMESTRE CON RESPECTO AL PRIMER SEMESTRE DE 2012 SE DEBE A LOS MAYORES COSTOS DE SUMINISTRO ASOCIADOS A LA PARADA DE CTA Y CTH EN ENERO; A LAS MANTENCIONES DE CENTRALES, TANTO DE E.CL COMO DE OTROS OPERADORES EN ABRIL Y MAYO; Y AL CIERRE DEL TERMINAL DE REGASIFICACIÓN DURANTE JUNIO. ESTO SE TRADUJO EN MAYORES NIVELES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON COMBUSTIBLES MÁS CAROS, COMO EL PETRÓLEO, Y UN AUMENTO DE COMPRAS EN EL MERCADO SPOT, LOS QUE IMPACTARON CON MAYOR FUERZA EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013.

- **Los ingresos operacionales** del segundo trimestre aumentaron 4% en comparación al mismo trimestre del año anterior, alcanzando US\$307,3 millones; en tanto en el semestre, cayeron un 2% con respecto a 2012, debido fundamentalmente a menores tarifas monómicas promedio.
- **El EBITDA** del segundo trimestre alcanzó US\$51,1 millones, equivalente a una disminución de 11% respecto al mismo trimestre del año anterior. En términos semestrales, la disminución fue de un 19%.
- **El resultado neto** del segundo trimestre fue una pérdida de US\$8,5 millones. En el semestre, la utilidad neta disminuyó un 83% debido al menor resultado operacional y a las diferencias de cambio.

Resumen de resultados
(En millones de US\$)

	2T12	2T13	Var %	1S12	1S13	Var %
Total ingresos operacionales	296,3	307,3	4%	602,0	592,4	-2%
Ganancia operacional	24,8	14,8	-40%	79,1	45,8	-42%
EBITDA	57,2	51,1	-11%	145,2	117,9	-19%
Margen EBITDA	19,3%	16,6%	-14%	24,1%	19,9%	-17%
Efectos no recurrentes	1,1	4,7	327%	1,1	4,7	327%
EBITDA sin efectos recurrentes	56,1	46,4	-17%	144,1	113,2	-21%
Total resultado no operacional	(13,6)	(18,4)	35%	(18,3)	(26,6)	45%
Ganancia después de impuestos	9,1	(5,2)	-157%	51,1	12,7	-75%
Ganancia atribuible a los controladores	6,5	(8,5)	-230%	46,6	8,1	-83%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,6	3,4	29%	4,5	4,6	2%
Ganancia por acción	0,00	(0,01)	-294%	0,04	0,01	-83%
Ventas de energía (GWh)	2.336	2.399	3%	4.674	4.805	3%
Generación neta de energía (GWh)	2.452	2.173	-11%	4.536	4.269	-6%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	378	369	-2%	412	703	71%

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en la distribución y transporte de gas natural en el norte de Chile. E.CL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 30 de junio de 2013, E.CL mantenía un 54% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. El 1 de enero de 2012, E.CL comenzó a abastecer la totalidad de las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a GDF Suez. El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.e-cl.cl.

HECHOS DESTACADOS

➤ SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013:

- **Pago de dividendos:** el día 16 de mayo de 2013 E.CL pagó un dividendo US\$0,0533351281 por acción de acuerdo a lo aprobado en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013. El monto total pagado ascendió a US\$56.178.411,82.
- **E.CL inaugura su primera planta fotovoltaica conectada directamente al SING:** El proyecto solar El Águila I está ubicado a 57 kms. de la ciudad en Arica, tiene 2 MW de potencia instalada equivalente al 5% de la potencia requerida por la ciudad de Arica, o al abastecimiento necesario para 2.300 familias, y contempló una inversión cercana a los US\$7 millones.

➤ PRIMER TRIMESTRE DE 2013:

- **Junta de accionistas:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2012 de US\$0,0533351281 por acción. Esto representa un total de US\$56.178.411,82, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2012. Asimismo se procedió a la elección de un nuevo Directorio.
- **Demanda en juicio arbitral interpuesta por la Corporación Nacional del Cobre de Chile - Codelco:** Con fecha 26 de marzo de 2013, el Directorio de E.CL tomó conocimiento de dicha demanda en contra de E.CL S.A. en relación con el contrato de suministro eléctrico suscrito con fecha 6 de noviembre de 2009, y en la cual la demandante solicita al tribunal arbitral que declare supuestos incumplimientos de E.CL S.A. relativos al cálculo de tarifas de suministro eléctrico en el período comprendido entre el 1° de enero de 2010 y el 30 de septiembre de 2012 y que, con motivo de ello, se ordene a la Sociedad relíquidar los cobros efectuados en el referido período por la cantidad total de US\$42,8 millones más reajustes e intereses. A esta fecha, el proceso arbitral continúa su curso, sin que haya una fecha cercana para su resolución. La Sociedad estima que la demanda carece de todo fundamento, por lo cual debiera ser rechazada.
- **Detención unidades CTA y CTH:** Con fecha 8 de enero de 2013, E.CL envió un hecho esencial en el que indica que con fecha 5 de enero se tomó conocimiento de daños provocados a las obras civiles de los sistemas de enfriamiento de las unidades de generación termoeléctricas CTA y CTH, cuyo origen se debería a filtraciones en dichos sistemas. Con el fin de evitar la extensión de los referidos daños y poder iniciar la reparación de las obras, se ordenó la detención de la operación de ambas unidades. Los perjuicios económicos y las posibles responsabilidades de contratistas se encuentran en evaluación. En tanto, con fecha 25 de enero, se envió otro hecho esencial informando de la reanudación de la operación de CTH, como consecuencia de la reparación provisoria de las filtraciones detectadas. En ese mismo hecho esencial se comunicó la pronta reanudación de la operación de CTA, la cual fue efectivamente sincronizada el día 28 de enero de 2013.

ANTECEDENTES GENERALES

E.CL opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad al norte del país y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diesel.

Durante el primer trimestre de 2013, el costo marginal promedio alcanzó los US\$78,3/MWh, levemente superior a los US\$76,6/MWh del primer trimestre del año anterior, debido a la indisponibilidad de CTA y CTH en

enero. El costo marginal del 1T13 fue inferior a los US\$78,4/MWh del cuarto trimestre de 2012, que reflejó una mayor demanda y una menor disponibilidad del parque generador eficiente, en parte debido a la parada de CTH.

En el segundo trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$76,9/MWh. Cabe destacar que en este trimestre, debido a fallas y mantenciones de centrales carboneras y a la salida operacional del Terminal de GNL entre el 1 y el 28 de junio por labores de conexión de su estanque en tierra, se debió recurrir a combustibles de mayor costo especialmente diesel. Esto provocó un cambio en la mezcla de combustibles utilizada en la generación de electricidad en el sistema en el trimestre, disminuyendo el peso relativo de la generación a gas. En el mes de abril, el costo marginal promedio fue de US\$82,2/MWh, lo que representó una disminución de 27% respecto al mismo mes del año anterior, pero un incremento de 24,8% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de mayo, el costo marginal promedió los US\$72,6/MWh, lo que representó una disminución de 35,1% respecto al mismo mes del año anterior y de 11,7% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de junio, el costo marginal fue de US\$76,0/MWh, lo que representó una disminución de 42,9% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 4,7% respecto al mes anterior. Cabe notar que estos costos marginales no consideran los sobrecostos de operación del sistema según lo establecido en la Resolución Ministerial 39 y el Decreto Supremo 130, los que son pagados por los generadores en proporción a sus retiros y transferidos parcialmente a las tarifas finales, según las condiciones contractuales pactadas con los clientes.

El costo marginal promedio del semestre fue de US\$77,6/MWh, lo que representó una disminución de 20,7% respecto al mismo periodo del año anterior en que el costo marginal promedió los US\$97,9/MWh.

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SING por tipo de combustible:

<u>Tipo de Combustible</u>	Generación por Tipo de Combustible (en GWh)							
	<u>1T 2012</u>		<u>2T 2012</u>		<u>1T 2013</u>		<u>2T 2013</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Hidro	25	1%	19	0%	21	0%	18	0%
Carbón	3.538	86%	3.285	78%	3.497	82%	3.452	82%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL	486	12%	683	16%	451	11%	323	8%
Diesel / Petróleo pesado	76	2%	204	5%	251	6%	400	9%
Solar / cogeneración	-	0%	-	0%	28	1%	27	1%
Total generación bruta SING	4.124	100%	4.190	100%	4.248	100%	4.220	100%

Fuente: CDEC-SING

La generación por empresa en el SING ha sido la siguiente:

<u>Empresa</u>	Generación por Empresa (en GWh)							
	<u>1T 2012</u>		<u>2T 2012</u>		<u>1T 2013</u>		<u>2T 2013</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
AES Gener	-	-	-	-	-	-	-	-
Norgener / Angamos	1.357	33%	1.178	28%	1.524	36%	1.327	31%
Celta	248	6%	103	2%	265	6%	243	6%
GasAtacama	247	6%	250	6%	156	4%	284	7%
E.CL (con CTH al 100%)	2.261	55%	2.642	63%	2.260	53%	2.322	55%
Otros	11	0%	16	0%	42	1%	44	1%
Total generación bruta SING	4.124	100%	4.190	100%	4.248	100%	4.220	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el segundo trimestre de 2013 se observó un leve aumento en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 55% de participación. En este trimestre, tanto la Compañía como el sistema en general tuvieron centrales temporalmente fuera de servicio con mantenciones programadas. Las mantenciones de centrales a carbón se concentraron principalmente en los meses de abril y mayo,

procurando dejar la mayor capacidad de carbón disponible posible en junio debido a la ausencia de gas que se produciría a raíz de la mantención del terminal de GNL Mejillones para los trabajos de conexión de su nuevo estanque de almacenamiento en tierra. Durante el mes de junio, E.CL aprovechó de hacer la mantención anual de su ciclo combinado (U16). Las mantenciones de centrales a carbón en abril y mayo, incluyendo las centrales Angamos 1 y 2 de AES Gener, y la falta de generación con gas en junio hicieron que aumentara la participación de Gas Atacama operando sus ciclos combinados con petróleo diesel.

Los menores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el segundo trimestre se asocian a una leve disminución en la producción de cobre asociada a huelgas en algunas minas de la zona.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados para los periodos finalizados al 30 de Junio de 2013 y 2012, los que han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, y que deben ser leídos en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros (www.svs.cl).

Para permitir una mejor comparación se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

Resultados de las operaciones

Segundo trimestre de 2013 comparado con el primer trimestre de 2013 y segundo trimestre de 2012

Ingresos operacionales

	2T 2012		1T 2013		2T 2013		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	223,3	81%	222,8	84%	218,9	82%	-2%	-2%
Ventas a clientes regulados.....	40,0	14%	41,4	16%	43,0	16%	4%	7%
Ventas al mercado spot.....	12,9	5%	2,4	1%	4,2	2%	76%	-67%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	276,2	93%	266,5	93%	266,1	87%	0%	-4%
Ventas por distribución de gas.....	1,0	0%	0,4	0%	0,9	0%	96%	-9%
Otros ingresos operacionales.....	19,5	7%	18,1	6%	40,3	13%	122%	106%
		0%		0%		0%		
Total ingresos operacionales.....	296,3	100%	285,1	100%	307,3	100%	8%	4%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.853	79%	1.930	80%	1.866	78%	-3%	1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	412	18%	444	18%	454	19%	2%	10%
Ventas de energía al mercado spot.....	71	3%	33	1%	80	3%	145%	13%
		0%		0%		0%		
Total ventas de energía.....	2.336	100%	2.406	100%	2.399	100%	0%	3%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	122,8		114,7		114,7		0%	-7%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)⁽³⁾	97		93		94,7		2%	-2%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(3) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$266,1 millones, manteniéndose prácticamente planos respecto al trimestre anterior. En tanto, la disminución de 4% en las ventas de energía con respecto al mismo trimestre del año anterior se explica por menores tarifas promedio cobradas tanto a clientes libres como a distribuidoras.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$218,9 millones, una disminución de 2% con respecto al trimestre anterior por bajas en la demanda (-3%) de Chuquicamata y Radomiro Tomic, asociadas a huelgas ocurridas en el periodo. La tarifa monómica promedio de clientes libres se mantuvo en el mismo nivel del trimestre anterior. Sin embargo, cayó un 7% en comparación con igual período del año anterior por un mayor peso relativo asignado al carbón en los polinomios de indexación de tarifas de clientes libres. Esto explicó la disminución de 2% en ventas a clientes libres con respecto al segundo trimestre de 2012 a pesar del aumento de 1% en la venta física.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$43,0 millones, mostrando un incremento respecto al trimestre anterior, asociado a un aumento de 2% en la tarifa monómica promedio. La tarifa de energía aumentó en aproximadamente US\$2/MWh a partir de mayo debido a la revisión tarifaria semestral pactada por contrato. En tanto, hubo un leve incremento en las ventas físicas debido a aumentos en la demanda propios del segmento de clientes regulados.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron un aumento en comparación con el trimestre anterior; sin embargo, éstas continuaron siendo no significativas debido al alto nivel de contratación de E.CL. Los niveles de ventas al mercado spot deben analizarse en términos netos. En el segundo trimestre E.CL registró compras netas cercanas a los 254 GWh, inferiores a las compras netas del primer trimestre que fueron de 336 GWh asociadas principalmente a la salida de CTA y CTH durante el periodo. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el centro de despacho de carga CDEC.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. Cabe destacar que en este trimestre se reconocieron US\$13 millones de ingresos por indemnizaciones de seguros, correspondientes al lucro cesante asociado a la falla de la turbina de CTH en el último trimestre de 2012. En el segundo trimestre del año anterior se reconoció indemnizaciones de seguros de US\$1,1 millones asociado a un siniestro en la Central Tamaya.

Costos operacionales

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
	2T 2012		1T 2013		2T 2013		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(155,6)	60%	(113,5)	47%	(114,5)	41%	1%	-26%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(15,6)	6%	(35,9)	15%	(51,5)	18%	43%	229%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,2)	12%	(35,5)	15%	(36,1)	13%	1%	12%
Otros costos directos de la operación	(56,8)	22%	(58,1)	24%	(80,2)	28%	38%	41%
Total costos directos de ventas.....	(260,2)	96%	(243,1)	96%	(282,2)	96%	16%	8%
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	5%	(11,0)	4%	(10,4)	4%	-5%	-15%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	3%	17%
Otros ingresos/costos de la operación...	2,1	-1%	0,2	0%	0,4	0%	85%	-80%
Total costos de la operación.....	(271,5)	100%	(254,1)	100%	(292,5)	100%	15%	8%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	2.004	76%	1.710	76%	1.884	82%	10%	-6%
Gas.....	548	21%	451	20%	296	13%	-34%	-46%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	80	3%	87	4%	106	5%	22%	33%
Hidro.....	11	0%	12	1%	10	0%	-19%	-9%
Total generación bruta.....	2.642	100%	2.260	100%	2.295	100%	2%	-13%
Menos Consumos propios.....	(190)	-7%	(164)	-7%	(149)	-6%	-9%	-22%
Total generación neta.....	2.452	99%	2.096	85%	2.146	87%	2%	-12%
Compras de energía en el mercado spot.....	34	1%	369	15%	334	13%	-9%	873%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.486	100%	2.465	100%	2.480	100%	28%	1%

La generación bruta de electricidad aumentó en un 2% en comparación con el primer trimestre de este año. La generación a carbón aumentó en un 10% debido a la salida de operaciones de CTA y CTH durante enero de 2013. En el segundo trimestre, las unidades CTM1, U12 y U16 fueron objeto, alternadamente, de mejoras ambientales y trabajos de mantención y hubo centrales de nuestros competidores que estuvieron fuera de servicio por mantenciones. La generación con gas registró una significativa caída originada por la salida de operaciones del terminal de GNL Mejillones debido a los trabajos que se debieron hacer para conectar el estanque en tierra a la planta de regasificación. Es así que el petróleo aumentó su participación para compensar la menor disponibilidad de gas en el mes de junio. Respecto al mismo trimestre del año anterior, la generación disminuyó debido a que en el 2T de 2012 la generación de E.CL llegó a niveles máximos para compensar las mantenciones de centrales de la competencia. Asimismo, en el 2T de 2013 se registró una menor demanda total del sistema y E.CL tuvo más unidades en mantención que en igual período del año anterior. Las compras físicas en el mercado spot se mantuvieron en niveles similares al trimestre inmediatamente anterior, pero éstas fueron a mayores precios debido a la mayor proporción de generación con petróleo diesel explicada por las mantenciones de unidades a carbón y la ausencia de generación con gas en junio. Esto también se tradujo en mayores sobrecostos de generación en el sistema.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el diesel y los costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$94,04/bl durante el 2T13. Esto representó una caída trimestral de 0,1% desde US\$94,16/bl en el 1T13 y un aumento de 0,7% anual desde US\$93,35/bl en el 2T12. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo con una tendencia a la baja. El costo del gas disminuyó significativamente en comparación con el segundo trimestre del año anterior producto del inicio del contrato de suministro de este combustible a valores indexados a Henry Hub. A pesar de la mayor generación con petróleo y fuel oil, el costo de combustible sólo aumentó en un 1% en el segundo trimestre con respecto al trimestre inmediatamente anterior por la mayor generación a carbón. El mayor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió principalmente a

mayores precios y a los sobrecostos de generación en el sistema por mantenimientos y fallas de unidades carboneras y ausencia de generación con gas en junio.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión y costos de mantenencias anuales. En el segundo trimestre estos costos aumentaron producto de las mantenencias de las unidades U12 y CTM1. Además, en esta partida se incluyeron los costos de reparación de los sistemas de descarga de CTA y CTH y otras reparaciones de CTH por un total de US\$8,3 millones. En el segundo trimestre, los otros costos directos de la operación mostraron aumentos de aproximadamente US\$22 millones, pero éstos se debieron a mayores ventas de combustibles a otros generadores, las que se encuentran compensadas con mayores ingresos. Los gastos de administración y ventas disminuyeron básicamente por menores gastos de asesorías y por la implementación de una política de control de gastos.

	2012			2013		
	1T12	2T12	6M12	1T13	2T13	6M13
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	288,4	276,2	564,5	266,5	266,1	532,6
Costo de combustible.....	(108,7)	(155,6)	(264,4)	(113,5)	(114,5)	(228,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(39,5)	(15,6)	(55,1)	(35,9)	(51,5)	(87,4)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	140,1	104,9	245,0	117,1	100,1	217,2
<i>Margen eléctrico</i>	49%	38%	43%	44%	38%	41%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una caída en el segundo trimestre en comparación con el trimestre anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia se mantuvieron al mismo nivel. Por la otra, hubo una leve recuperación del margen del contrato de EMEL debido a leves aumentos de tarifa en marzo y luego en mayo de este año por la revisión tarifaria aplicable según el contrato. Sin embargo, hubo mayores costos por compras de energía en el mercado spot y sobrecostos de operación del sistema asociados a las mantenencias de centrales y al cierre del terminal de regasificación en junio, los que impactaron con mayor fuerza en este segundo trimestre de 2013. Si bien tanto la compra física de energía como los costos marginales del sistema disminuyeron con respecto al primer trimestre, el costo de compras de energía y potencia aumentó en US\$15,6 millones debido a los mayores precios que E.CL debió pagar por sus compras de energía en el mercado spot y a su cuota en los sobrecostos del sistema. Cabe destacar que los costos marginales de alrededor de US\$77/MWh o US\$78/MWh observados durante el primer semestre, corresponden a promedios y no necesariamente a los niveles a los que E.CL efectivamente compra energía en cada momento. Por otra parte, estos costos marginales son calculados a partir de un despacho teórico y no incluyen los sobrecostos de operación del sistema por razones tales como seguridad, pruebas de centrales y operación de éstas a mínimo técnico. Normalmente, las compras de energía efectuadas en períodos de mantenencias de centrales relevantes se hacen a mayores precios, ya que la menor generación a partir del carbón o del gas debe ser sustituida por generación más cara a petróleo. Esto también aumenta los sobrecostos de generación del sistema que deben asumir los generadores y que pueden transferir parcialmente a las tarifas finales. En resumen, los ingresos por venta de energía y potencia y los costos de combustible se mantuvieron planos y fue el mayor costo de las compras de energía lo que explicó la disminución de la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre.

En el primer semestre, los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron en US\$31,9 millones debido fundamentalmente a la disminución de tarifas reflejando los menores costos de la mezcla de combustibles utilizada en la generación, tal como se muestra en la caída de US\$36 millones en los costos de combustibles. Sin embargo, la parada de CTA y CTH en enero, la mayor concentración de mantenencias de unidades carboneras en abril y mayo y la paralización de actividades del terminal de GNL durante junio derivaron en mayores compras de energía al mercado spot, tanto en términos físicos como en precio. Esto se tradujo en un aumento de costos de US\$32,3 millones, que contribuyó a una disminución de US\$27,8 millones en la utilidad bruta del negocio de generación. En términos porcentuales, el margen eléctrico tuvo un comportamiento similar al año anterior, con una caída de dos puntos porcentuales de 43% a 41%.

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	2T 2012		1T 2013		2T 2013		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	296,3	100%	285,1	100%	307,3	100%	8%	4%
Total costo de ventas	(260,2)	-88%	(243,1)	-85%	(282,2)	-92%	16%	8%
Ganancia bruta	36,1	12%	42,0	15%	25,0	8%	-40%	-31%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(11,3)	-4%	(11,0)	-4%	(10,3)	-3%	-7%	-9%
Ganancia Operacional	24,8	8%	31,0	11%	14,8	5%	n.a.	-40%
Depreciación y amortización.....	32,4	11%	35,8	13%	36,4	12%	1%	12%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
EBITDA	57,2	19%	66,8	23%	51,1	17%	-24%	-11%

Debido a lo explicado en los párrafos anteriores, fundamentalmente por mayores costos de compra de energía en el mercado spot y mayores costos de mantenimientos y reparaciones que no alcanzaron a ser totalmente compensados con mayores indemnizaciones de seguros, el EBITDA disminuyó en comparación con el primer trimestre de 2013 y el segundo trimestre de 2012. El margen EBITDA fue de un 17% en el segundo trimestre del año 2013, inferior al 23% del primer trimestre de este año y al 19% del mismo periodo del año anterior.

Cabe notar que a partir de 2013, CTH se encuentra consolidada al 100%, mientras anteriormente lo era en un 60%, en proporción a la participación de E.CL en su propiedad. Para efectos comparativos, hemos ajustado los resultados de trimestres anteriores como si CTH se hubiera consolidado al 100%.

Resultados financieros

Resultados no operacionales	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	2T 2012		1T 2013		2T 2013		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos		
Ingresos financieros.....	0,5	0%	1,0	0%	0,9	0%	-12%	92%
Gastos financieros.....	(11,8)	-4%	(11,7)	-4%	(11,7)	-4%	0%	-1%
Diferencia de cambio.....	(1,8)	-1%	2,7	1%	(6,9)	-2%	-355%	291%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,5)	0%	(0,2)	0%	(0,7)	0%	240%	31%
Total resultado no operacional	(13,6)	-5%	(8,2)	-3%	(18,4)	-6%	124%	35%
Ganancia antes de impuesto.....	11,2	4%	22,8	7%	(3,6)	-1%	-116%	-132%
Impuesto a las ganancias.....	(2,0)	-1%	(5,0)	-2%	(1,6)	-1%	n.a.	-21%
Utilidad (Pérdida) de Actividades								
Continuadas después de impuesto.....	9,2	3%	17,9	6%	(5,2)	-2%	-129%	-157%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	6,5	2%	16,6	5%	(8,5)	-3%	-151%	-230%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	2,6	1%	1,2	0%	3,4	1%	n.a.	29%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	4,6	2%	16,6	5%	(8,5)	-3%	-151%	-284%
Ganancia por acción.....	0,004	0%	0,017	0%	(0,008)	0%	-149%	-294%

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto al trimestre anterior y disminuyeron con respecto al mismo periodo del año anterior, a pesar de haberse girado el último tramo del financiamiento de proyecto de CTA en octubre de 2012. Esto se debió a una menor tasa LIBOR y a que E.CL tomó el 100% del financiamiento de CTH a fines de julio de 2013. En el 2T12, los gastos financieros incluían los intereses devengados de la deuda que CTH tenía con su accionista minoritario.

La pérdida de cambio alcanzó US\$6,9 millones, la que contrasta con utilidades de cambio de US\$2,7 millones en el trimestre anterior y pérdidas de US\$1,8 millones en el mismo trimestre del año anterior. La pérdida por diferencias de cambio se originó por el efecto de la abrupta depreciación del peso a fines de mayo, sobre ciertos activos en pesos. Sin embargo, parte de esta pérdida es contable y no tiene efecto sobre el flujo de caja de la empresa.

Respecto al impuesto a la ganancia, en septiembre de 2012 se publicó la ley de Reforma Tributaria, por lo que ahora la tasa de cálculo del impuesto es de un 20%, superior a la tasa que se encontraba vigente en el mismo trimestre del año pasado.

El resultado después de impuesto fue una pérdida de US\$8,5 millones, contrastando con utilidades después de impuesto de US\$16,6 millones en el trimestre anterior.

Primer semestre de 2013 comparado con el primer semestre de 2012

Ingresos operacionales

	Información a junio 2013 (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)					
	6M 2012		6M 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	450,3	80%	441,6	83%	(8,6)	-2%
Ventas a clientes regulados.....	86,7		84,3	16%	(2,4)	-3%
Ventas al mercado spot.....	27,5	5%	6,6	1%	(20,9)	-76%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	564,5	94%	532,6	90%	(31,9)	-6%
Ventas por distribución de gas.....	1,6	0%	1,3	0%	(0,3)	-20%
Otros ingresos operacionales.....	35,9	6%	58,5	10%	22,6	63%
Total ingresos operacionales.....	602,0	100%	592,4	100%	(9,7)	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	3.658	78%	3.795	79%	137	4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	829	18%	898	19%	69	8%
Ventas de energía al mercado spot.....	187	4%	112	2%	(75)	-40%
Total ventas de energía.....	4.674	100%	4.805	100%	131	3%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	124,3		114,7		(9,5)	-8%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)⁽³⁾	104,6		93,9		(10,7)	-10%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(3) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

En el primer semestre de 2013 los ingresos totales de la operación disminuyeron en 2% comparado con el mismo semestre de 2012.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$84,3 millones y las ventas a clientes libres llegaron a US\$441,6 millones, lo que representa disminuciones de 3% y 2%, respectivamente, respecto al mismo semestre del año anterior. Esto, unido a una menor venta al mercado spot, resultó en una disminución de 6% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al primer semestre del año anterior, lo que se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados y regulados.

El aumento en la venta física está fundamentalmente explicado por el contrato de El Tesoro que se inició en marzo de 2012 y una mayor demanda de Minera Esperanza que compensaron menores demandas de algunas minas por huelgas y los efectos del invierno boliviano en la zona cordillerana. Las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 8% con respecto al primer semestre de 2012 debido al mayor peso relativo asignado al carbón en los polinomios de indexación de tarifas de clientes libres.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$84,3 millones. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 10% con respecto al mismo semestre del año anterior debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. En tanto, el incremento en las ventas físicas se explica por variaciones propias del negocio de clientes regulados y aumentos en la demanda.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. En tanto, en el segundo trimestre de 2013 se incluyó un monto de US\$13 millones en compensaciones de seguros por lucro cesante asociado a la falla en la turbina de CTH a fines de 2012. En el primer semestre de 2012 se registraron indemnizaciones de seguro de US\$1,1 millones por la liquidación de un siniestro en Central Tamaya.

Costos operacionales

Información a junio 2013

(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	6M - 2012		6M - 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(264,4)	53%	(228,0)	43%	36,3	-14%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(55,1)	11%	(87,4)	17%	(32,2)	58%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(65,7)	13%	(71,6)	14%	(5,9)	9%
Otros costos directos de la operación	(114,6)	23%	(138,3)	26%	(23,6)	21%
Total costos directos de ventas.....	(499,8)	96%	(525,3)	96%	(25,5)	5%
Gastos de administración y ventas.....	(25,5)	5%	(21,4)	4%	4,1	-16%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,5)	0%	(0,6)	0%	(0,1)	12%
Otros ingresos/costos.....	2,8	-1%	0,7	0%	(2,2)	-76%
Total costos de la operación.....	(523,0)	100%	(546,6)	100%	(23,6)	5%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.938	80%	3.594	79%	(344)	-9%
Gas.....	805	16%	747	16%	(58)	-7%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	133	3%	192	4%	60	45%
Hidro.....	28	1%	22	0%	(5)	-19%
Total generación bruta.....	4.903	100%	4.555	100%	(348)	-7%
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(367)	-7%	(313)	-7%	54	-15%
Total generación neta.....	4.536	92%	4.242	86%	(294)	-6%
Compras de energía en el mercado spot.....	412	8%	703	14%	291	71%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	4.948	100%	4.945	100%	(3)	0%

Nuestra generación bruta registró una disminución de 7% en el primer semestre del año en comparación con el primer semestre de 2012, debido a una menor generación con carbón asociada a las fallas de CTA y CTH en enero de este año, a mantenimientos de unidades carboneras en abril y mayo y a la salida de operaciones del terminal de GNL en junio en que se aprovechó de realizar la mantención anual de la U16. La generación en base a carbón disminuyó en un 9%, pasando a representar un 79% de la generación total de E.CL desde un 80% en el primer semestre del año pasado. La generación a gas disminuyó un 7%. La menor generación a carbón y gas fue en parte cubierta por una mayor generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado. El remanente fue cubierto con un aumento de 291 GWh en compras de energía en el mercado spot. Durante el semestre se llevaron a cabo mantenimientos programadas a las unidades U12, U13, U14, U15, U16 y CTM1. Este primer semestre, particularmente durante abril y mayo, se caracterizó por una fuerte concentración de mantenimientos programados de unidades, tanto de E.CL como de los otros actores del sistema, que buscaban dejar la mayor cantidad de capacidad de carbón disponible durante la desconexión del terminal de GNL Mejillones en junio. Si bien nuestra generación con carbón disminuyó en el primer trimestre debido a las fallas de las centrales CTA y CTH, en el segundo trimestre ésta se recuperó en un 10%, ayudando a compensar la indisponibilidad de las unidades a gas. Todo esto explicó las variaciones en la mezcla de combustibles utilizada en la generación eléctrica durante el periodo.

El menor costo de combustibles del periodo se explica por la menor generación bruta y la tendencia a la baja de los precios de combustibles (el índice WTI promedió US\$94,1/bl en el 1S13 vs. US\$98,17/bl en el 1S12).

El costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó debido a las mayores compras físicas de energía para compensar la disminución en generación propia.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por el reconocimiento de costos de reparación de la turbina de CTH (US\$1,7 millones) y los costos de reparación de las filtraciones de CTA y CTH en enero de 2013 (US\$6,6 millones).

Resultado operacional

Información a junio 2013

(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

EBITDA	6M - 2012		6M- 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	602,0	100%	592,4	100%	(9,7)	-2%
Total costo de ventas	(499,8)	-83%	(525,3)	-89%	(25,5)	5%
Ganancia bruta.....	102,2	17%	67,1	11%	(35,1)	-34%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(23,2)	-4%	(21,3)	-4%	1,9	-8%
Ganancia Operacional.....	79,1	13%	45,8	8%	(33,3)	-42%
Depreciación y amortización.....	66,2	11%	72,2	12%	6,0	9%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	n.a.
EBITDA.....	145,2	24%	117,9	20%	(27,3)	-19%

En el primer semestre, el EBITDA alcanzó US\$ 117,9 millones, una disminución de 19% con respecto al mismo semestre del año anterior. Esto se debió principalmente a la caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados y a menores tarifas cobradas a clientes regulados producto de los bajos niveles de precios del gas según el indicador Henry Hub. En gran medida, la caída en tarifas se vio compensada con menores costos de combustibles en parte explicados por menores precios de compra de GNL. Hacia el final del semestre, hubo un leve aumento de tarifa del contrato de EMEL por la revisión tarifaria aplicable según el contrato. Sin embargo, hubo mayores costos de suministro, tanto por la mayor generación con diesel como por las mayores compras al mercado spot, asociados a las mantenciones y fallas de centrales, no solo de E.CL sino de otros generadores, que impactaron con mayor fuerza en el segundo trimestre de 2013. Por otra parte, durante el primer semestre de 2013 no se registraron ventas de gas al SIC que durante el año anterior tuvieron un impacto positivo en el resultado operacional.

La depreciación aumentó en US\$5,9 millones en el primer semestre debido a las inversiones realizadas en la mantención mayor de la Unidad 16 y en las mejoras medioambientales efectuadas a todas nuestras centrales de generación a carbón.

Resultados financieros

Información a Junio 2013

(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	<u>6M - 2012</u>		<u>6M - 2013</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	1,4	0%	2,0	0%	0,6	39%
Gastos financieros.....	(23,9)	-3%	(23,5)	-3%	0,4	-2%
Diferencia de cambio.....	4,8	1%	(4,2)	0%	(9,0)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,6)	0%	(0,9)	0%	(0,3)	41%
Total resultado no operacional	(18,3)	-2%	(26,6)	-3%	(8,3)	45%
Ganancia antes de impuesto.....	60,8	8%	19,2	2%	(41,5)	-68%
Impuesto a las ganancias.....	(9,6)	-1%	(6,5)	-1%	3,1	-32%
Continuadas después de impuesto.....	51,1	6%	12,7	1%	(38,5)	-75%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	46,6		8,1		(38,5)	-83%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	4,5		4,6		0,1	2%
EJERCICIO	46,6		8,1		(38,5)	-83%
Ganancia por acción.....	0,04		0,01		(0,0)	-83%

Los gastos financieros disminuyeron levemente, a pesar de haberse girado el último tramo del financiamiento de proyecto de CTA por US\$93,7 millones en octubre de 2012. Esto se explica por la adquisición por parte de E.CL del préstamo que CTH mantenía con su accionista minoritario, lo que se traduce en menores intereses pagados a terceros.

El impacto principal en este periodo correspondió a una pérdida por diferencia de cambio de US\$4,2 millones asociada al efecto de la depreciación del tipo de cambio a fines de mayo, que contrasta con utilidades por este concepto en el mismo periodo del año anterior.

Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$38,5 millones comparado con el primer semestre del año anterior, llegando a los US\$8,1 millones, principalmente debido al menor resultado operacional y el mayor efecto por diferencia de cambio.

Liquidez y recursos de capital

A fines de junio de 2013, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$163,7 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$764 millones, de la cual US\$12,3 millones tienen vencimiento dentro de un año.¹

⁽¹⁾ Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía.

Información a junio 2013

(En millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2012	2013
Flujos de caja netos provenientes de la operación	132,3	75,6
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(115,2)	(11,1)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(75,3)	(62,1)
Cambio en el efectivo	(58,2)	2,4

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación alcanzó a aproximadamente US\$76 millones durante el primer semestre de 2013. Éste se compone de flujos operacionales propiamente tales, neto de pagos de intereses (US\$20,6 millones) y de impuestos (US\$31,3 millones).

Flujos de caja usados en actividades de inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$11,1 millones. Éste comprendió US\$70,9 millones de inversiones en activos fijos, lo que fue compensado con casi US\$30 millones percibidos en enero por la venta de la línea de transmisión Crucero-Lagunas y una reducción en nuestras inversiones de corto plazo. Cabe notar que el estado de flujo de efectivo incluye en esta partida las inversiones en fondos mutuos que para efectos de nuestro análisis consideramos parte del efectivo.

Nuestras inversiones más significativas en los últimos tres años han sido aquéllas relacionadas con los proyectos CTA y CTH y los activos de transmisión necesarios para transportar la energía generada por CTA y CTH hasta las faenas mineras de sus respectivos clientes. A partir de 2013, estamos reconociendo un 100% de las inversiones en activo fijo de CTH de acuerdo a la nueva metodología IFRS. Estos proyectos ya fueron pagados en su totalidad, por lo que las principales inversiones en activos fijos del primer semestre de 2013 se refieren a la mantención mayor de nuestras plantas de generación, reacondicionamiento de equipos, y mejoras con fines ambientales.

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer semestre de 2013 y de 2012 ascendieron a US\$71 millones y US\$91,3 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos**Información a junio de cada año**

(En millones de US\$)

CAPEX	2012	2013
CTA.....	9,9	-
CTH	30,6	-
Central Tamaya.....	-	2,9
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	8,0	1,5
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	13,0	43,9
Mejoras Medioambientales	16,0	13,8
Otros	13,8	9,0
Total inversión en activos fijos	91,3	71,0

(1) Bajo IFRS se reconocen 100% de estas inversiones.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL lleva a cabo el Proyecto de Reducción de Emisiones (“CAPEX medioambiental”), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental, y reducir a niveles -incluso más bajos que los exigidos por la ley- el material particulado y los gases que se emiten a la atmósfera de sus centrales termoelectricas. A la fecha, la compañía ya ha instalado seis filtros de mangas correspondientes a las unidades 1 y 2 de la Central Mejillones y a las unidades 12, 13, 14 y 15 de la Central Tocopilla, restando sólo la implementación de los sistemas para abatir emisiones de gases.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el primer semestre de 2013 fueron las siguientes:

- El 15 de enero E.CL pagó intereses de US\$11,25 millones del bono 144-A. Este pago se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.
- El 16 de mayo de 2013, E.CL pagó dividendos por un monto de US\$56,2 millones, con cargo a las utilidades del año 2012.
- El 17 de junio CTA pagó la quinta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$5,8 millones más los intereses devengados en el período. Este pago también se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2013. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de capital de la deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

Obligaciones Contractuales al 30/06/13					
Períodos de vencimiento de pagos					
(En millones de US\$)					
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	363,9	12,3	30,2	35,8	285,7
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	11,0	11,0	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	19,5	-	-	-	19,5
Total	794,7	23,4	30,2	35,8	705,3

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 30 de junio de 2013, éste ascendía a un monto de capital total de US\$363,9 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes, y terminando con un pago equivalente al 25% del monto total del crédito el 15 de junio de 2025. Los bonos corresponden a nuestra colocación bajo el formato 144-A/Reg S por US\$400 millones a 10 años pagadera en una sola cuota a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual. Los recursos de este bono fueron usados para el prepagado total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,3 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$19,5 millones producto de la valorización a precio de mercado de los derivados tomados por CTA para proteger su exposición al riesgo de tasa de interés. Un monto equivalente ha sido debitado a nuestras cuentas de patrimonio.

Política de dividendos

La política de dividendos de E.CL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley. El 23 de abril de 2013 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2012.

Los pagos de dividendos efectuados durante 2010, 2011, 2012 y 2013 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos E.CL en 2010 ,2011 ,2012 y 2013			
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333

Política de cobertura de riesgos

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se detalla a continuación:

Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles

Nuestro negocio está sujeto al riesgo de fluctuaciones en la disponibilidad y en el precio de los combustibles. Nuestra política es proteger a la compañía de estos riesgos hasta donde sea posible mediante la indexación de las tarifas de energía incorporadas en nuestros contratos, procurando que la mezcla de combustibles considerada en nuestras tarifas y su indexación sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad. Es importante mencionar que en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. La compañía ha firmado un contrato de abastecimiento de GNL a largo plazo para suministrar el contrato de EMEL con tarifas vinculadas a Henry Hub; sin embargo, la compañía no comenzó a recibir GNL a precios vinculados al Henry Hub sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Por lo tanto, mientras no comenzara a regir dicho contrato de compra de GNL, la compañía se encontró temporalmente expuesta al riesgo de descalce entre la fluctuación del indicador Henry Hub y las variaciones de costos de combustibles o de los costos marginales a los cuales debió hacer frente para abastecer el contrato de EMEL. Este descalce terminó a fines de 2012 debido al inicio del contrato de abastecimiento de GNL a precios Henry Hub, quedando solo un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaleciente al momento de contratar cada embarque de GNL. Este riesgo queda acotado por el reajuste de tarifa del contrato de EMEL que se gatilla en caso de una variación superior al 10% en el índice Henry Hub.

Riesgo de tipos de cambio de monedas

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos y costos están denominados en dólares y a que buscamos tomar deuda en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es limitada. El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 5% de nuestros costos de operación. Nuestro principal activo denominado en pesos chilenos, el cual se reajusta por inflación, es el IVA por recuperar relacionado a las compras de equipos para nuestros proyectos, CTA y CTH. Sin embargo, producto de disminuciones del IVA crédito fiscal luego de la entrada en operaciones de estos proyectos, esta partida se ha reducido considerablemente. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de éste y otros activos al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos al tipo de cambio observado y se reajusta semestralmente, a diferencia de los demás contratos que se ajustan mensualmente, por lo que la exposición al tipo de cambio de este contrato es mayor.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de junio de 2013, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$763,9 millones, estaba a tasa fija. El 18% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

Al 30 de Junio de 2013
Vencimiento contractual
(En millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017 v más</u>	<u>TOTAL</u>
Tasa Fija							
	Tasa fija base según swap de						
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2.75% ⁽¹⁾	3,6	7,8	9,5	10,2	193,3	224,4
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
Tasa variable							
(US\$)	LIBOR (180) + 2.75% p.a. ⁽¹⁾	2,3	4,9	6,0	6,4	119,9	139,5
Total⁽²⁾		<u>5,9</u>	<u>12,8</u>	<u>15,5</u>	<u>16,6</u>	<u>713,2</u>	<u>763,9</u>

(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen sobre LIBOR aumentará en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2016.

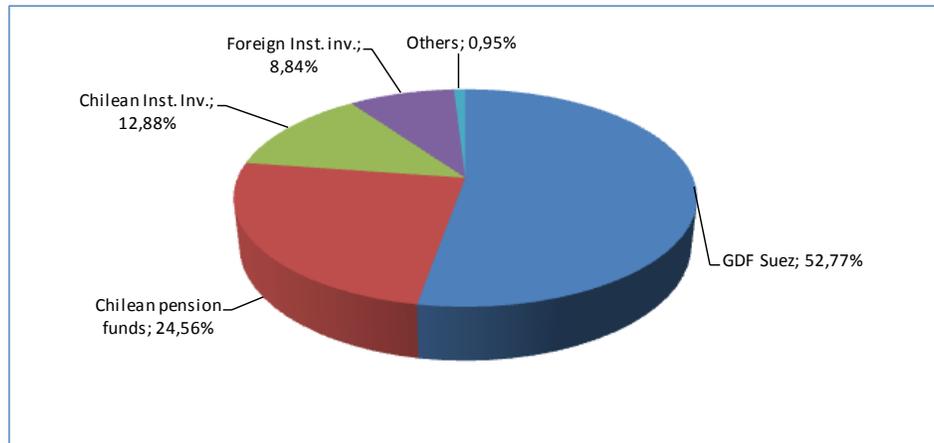
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo. Además contamos con el único cliente regulado en el sistema que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales en la región. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de junio de 2013

N° de accionistas: 1.919



N°TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Física (en GWh)

	2012			2013		
	1T12	2T12	6M Total	1T13	2T13	6M Total
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.805	1.853	3.658	1.930	1.866	3.795
Ventas de energía a clientes regulados	417	412	829	444	454	898
Ventas de energía al mercado spot	116	71	187	33	80	112
Total ventas de energía.....	2.339	2.336	4.674	2.406	2.399	4.805
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.934	2.004	3.938	1.710	1.884	3.594
Gas.....	258	548	805	451	296	747
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	53	80	133	87	106	192
Hidro.....	17	11	28	12	10	22
Total generación bruta.....	2.261	2.642	4.903	2.260	2.295	4.555
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(177,1)	(190,3)	(367,4)	(164,3)	(149,0)	(313,3)
Total generación neta.....	2.084	2.452	4.536	2.096	2.146	4.242
Compras de energía en el mercado spot						
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	378	34	412	369	334	703
	2.461	2.486	4.948	2.465	2.480	4.945

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

IFRS	2012			1T13	2T13	1S13
	1T12	2T12	1S12			
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	46,8	40,0	86,7	41,4	43,0	84,3
Ventas a clientes no regulados.....	226,9	223,3	450,3	222,8	218,9	441,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	14,7	12,9	27,5	2,4	4,2	6,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	288,4	276,2	564,5	266,5	266,1	532,6
Ventas por distribución de gas.....	1,0	0,7	1,6	0,4	0,9	1,3
Otros ingresos operacionales.....	16,3	19,5	35,9	18,1	40,3	58,5
Total ingresos operacionales.....	305,7	296,3	602,0	285,1	307,3	592,4
Costos de la operación						
Combustibles.....	(108,7)	(155,6)	(264,4)	(113,5)	(114,5)	(228,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(39,5)	(15,6)	(55,1)	(35,9)	(51,5)	(87,4)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,5)	(32,2)	(65,7)	(35,5)	(36,1)	(71,6)
Otros costos directos de la operación.....	(57,9)	(56,8)	(114,6)	(58,1)	(80,2)	(138,3)
Total costos directos de ventas.....	(239,6)	(260,2)	(499,8)	(243,1)	(282,2)	(525,3)
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	(13,2)	(25,5)	(11,0)	(10,4)	(21,4)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	(0,3)	(0,5)	(0,3)	(0,3)	(0,6)
Otros ingresos de la operación.....	0,7	2,1	2,8	0,2	0,4	0,7
Total costos de la operación.....	(251,5)	(271,5)	(523,0)	(254,1)	(292,5)	(546,6)
Ganancia operacional.....	54,3	24,8	79,1	31,0	14,8	45,8
EBITDA.....	88,0	57,2	145,2	66,8	51,1	117,9
Ingresos financieros.....	0,9	0,5	1,4	1,0	0,9	2,0
Gastos financieros.....	(12,1)	(11,8)	(23,9)	(11,7)	(11,7)	(23,5)
Diferencia de cambio.....	6,6	(1,8)	4,8	2,7	(6,9)	(4,2)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales.....	(0,1)	(0,5)	(0,6)	(0,2)	(0,7)	(0,9)
Total resultado no operacional	(4,7)	(13,6)	(18,3)	(8,2)	(18,4)	(26,6)
Ganancia antes de impuesto.....	49,6	11,2	60,8	22,8	(3,6)	19,2
Impuesto a las ganancias.....	(7,6)	(2,0)	(9,6)	(5,0)	(1,6)	(6,5)
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	42,0	9,1	51,1	17,9	(5,2)	12,7
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	40,1	6,5	46,6	16,6	(8,5)	8,1
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	1,9	2,6	4,5	1,2	3,4	4,6
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	42,0	4,6	46,6	16,6	(8,5)	8,1
Ganancia por acción.....	0,040	0,004	0,044	0,017	(0,008)	0,008

Balance
(En millones de US\$)

	2012	2013
	31-Dec-12	30-Jun-13
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	192,1	163,7
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	176,4	150,8
Impuestos por recuperar	64,6	52,0
Otros activos corrientes	205,1	227,3
Total activos corrientes	638,1	593,8
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.961,2	1.968,1
Otros activos no corrientes	417,6	410,2
TOTAL ACTIVO	3.016,9	2.972,1
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	20,6	21,7
Otros pasivos corrientes	208,0	202,9
Total pasivos corrientes	228,6	224,6
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	774,2	752,0
Otros pasivos de largo plazo	213,7	211,2
Total pasivos no corrientes	987,9	963,2
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.685,2	1.664,6
Participaciones no controladoras	115,2	119,8
Patrimonio	1.800,4	1.784,4
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.016,9	2.972,1

(1) Incluye inversiones de corto-plazo disponibles para la venta (fondos mutuos)

Indicadores financieros

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Jun-13	Jun-12	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,64	1,94	36%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,98	1,58	25%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	369,24	309,70	19%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,67	0,68	-2%
	Cobertura de gastos financieros ((EBITDA / gastos financieros)	(veces)	5,03	6,09	-17%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,40	2,01	70%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	2,68	1,51	78%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	1,1%	8,4%	-87%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	0,6%	4,7%	-87%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 1S13

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio de 2013, el día viernes 2 de agosto de 2013 a las 10:00 am (EST) – 10: 00 (hora local de Chile)

Dirigida por:

Lode Verdeyen, Gerente General E.CL S.A.

Para participar, marcar: **1 (706) 902-4518**, internacional ó **12300206168 (toll free Chile)**.

Passcode I.D.: #16231991, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar **1(855) 859- 2056 ó (404) 537-3406**

Passcode I.D.: #16231991. La repetición estará disponible hasta el día 9 de agosto de 2013.