

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$14,5 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$73,2 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DE 2013.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$ 73,2 MILLONES EN EL TRIMESTRE, LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 43% RESPECTO AL TRIMESTRE ANTERIOR, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL BUEN DESEMPEÑO DEL PARQUE GENERADOR DE E.CL, LO QUE SE TRADUJO EN MENORES COSTOS PROMEDIOS DE OPERACIÓN Y MENORES SOBRECOSTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA. LOS INGRESOS POR ENERGIA Y POTENCIA DE LA COMPAÑÍA DISMINUYERON LEVEMENTE DEBIDO AL MENOR PRECIO MONOMICO PROMEDIO, EL QUE CONTRARRESTÓ UN AUMENTO EN LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA. POR SU PARTE, EL RESULTADO DEL EJERCICIO DEL TERCER TRIMESTRE ALCANZÓ UNA UTILIDAD DE US\$14,5 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** totales del tercer trimestre aumentaron 9% en comparación al mismo trimestre del año anterior, alcanzando US\$302,9 millones; en tanto los ingresos acumulados al mes de septiembre aumentaron un 2% con respecto a 2012, debido fundamentalmente a mayores ventas físicas de energía y de combustibles.
- **El EBITDA** del tercer trimestre alcanzó US\$73,2 millones, equivalente a un aumento de 43% respecto al trimestre año anterior. En términos acumulados a septiembre, hubo una disminución de un 11%.
- **El resultado neto** del tercer trimestre fue una utilidad de US\$14,5 millones. A septiembre, la utilidad neta disminuyó un 48% debido al menor resultado operacional y menores resultados por diferencias de cambio.

Resumen de resultados
(En millones de US\$)

	3T12	3T13	Var %	9M12	9M13	Var %
Total ingresos operacionales	279,1	302,9	9%	881,2	895,2	2%
Ganancia operacional	27,9	32,5	16%	107,0	78,3	-27%
EBITDA	69,5	73,2	5%	214,7	191,2	-11%
Margen EBITDA	24,9%	24,2%	-3%	24,4%	21,4%	-12%
Efectos no recurrentes	-	1,7	-	1,1	6,4	482%
EBITDA sin efectos recurrentes	69,5	71,5	3%	213,6	184,8	-14%
Total resultado no operacional	(3,3)	(9,6)	193%	(21,6)	(36,2)	68%
Ganancia después de impuestos	(4,2)	17,2	-515%	47,0	29,9	-36%
Ganancia atribuible a los controladores	(3,0)	14,5	-579%	43,6	22,6	-48%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	(1,1)	2,8	-345%	3,4	7,4	119%
Ganancia por acción	(0,00)	0,01	-544%	0,04	0,02	-48%
Ventas de energía (GWh)	2.425	2.462	2%	7.099	7.267	2%
Generación neta de energía (GWh)	2.176	2.318	7%	6.712	6.567	-2%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	378	369	-2%	746	915	23%

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 septiembre de 2013, E.CL mantenía un 54% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL provee 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

➤ **TERCER TRIMESTRE DE 2013:**

- **Terminal Use Agreement:** Con fecha 3 de septiembre E.CL suscribió un contrato denominado “Terminal Use Agreement” (“TUA”) con su sociedad relacionada Sociedad GNL Mejillones S.A. en virtud del cual ésta se obliga a prestar a la Sociedad, en su terminal receptor de gas natural licuado, los servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado, por un volumen contractual de 14.500.000 MMBtu el año 2013, 17.400.000 MMBtu el año 2014 y 14.500.000 MMBtu para cada uno de los años 2015 a 2026.
- **ERNC:** El 3 de septiembre el Congreso aprobó el Proyecto de Ley que incentiva la ampliación de la matriz energética con energías renovables no convencionales (“ERNC”). Se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013.
- **Pampa Camarones:** E.CL ingresó a evaluación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) correspondiente al proyecto denominado “Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones”. La iniciativa, según consta en la DIA, tendrá un valor total de US\$620 millones y consiste en la instalación de una planta solar fotovoltaica de hasta 300 MW de potencia nominal, energía que será inyectada en etapas sucesivas al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

➤ **PRIMER SEMESTRE DE 2013:**

- **E.CL inaugura su primera planta fotovoltaica conectada directamente al SING:** En julio de 2013, E.CL inauguró su proyecto solar El Águila I, ubicado a 57 kilómetros de la ciudad de 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.
- **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, o 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. 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 reliquidar 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 mantenencias de centrales carboneras y a la salida 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 tercer trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$74,4/MWh. Cabe destacar que en este trimestre, E.CL presentó una buena disponibilidad de sus centrales; la generación a carbón y gas aumentaron desplazando a combustibles de mayor costo especialmente diésel. En el mes de julio, el costo marginal promedio fue de US\$78,5/MWh, lo que representó un aumento de 6,3% respecto al mismo mes del año anterior y 5,3% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de agosto, el costo marginal promedió los US\$79,8/MWh, lo que representó un aumento de 18,1% respecto al mismo mes del año anterior y de 1,7% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de septiembre, el costo marginal fue de US\$64,4/MWh, lo que representó una disminución de 10,3% respecto al mismo mes del año anterior y de 19,3% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio de los primeros nueve meses del año fue de US\$76,3/MWh, lo que representó una disminución de 14,1% respecto al mismo periodo del año anterior en que el costo marginal promedió los US\$88,9/MWh.

Cabe notar, sin embargo, que los costos marginales no consideran los sobrecostos de operación del sistema según lo establecido en la Resolución Ministerial 39 y el Decreto Supremo 130. Estos sobrecostos se refieren a costos de la operación, por sobre los costos determinados según el despacho económico de las centrales, por razones tales como mayor seguridad global del servicio, pruebas, limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a su mínimo técnico. Estos sobrecostos se suman y el total del sistema se prorratea entre los generadores, principalmente en función de sus retiros. De esta forma cada generador debe pagar o recibir, según sea el caso, la diferencia entre su prorrata y el sobrecosto efectivamente incurrido por dicho generador. Por lo tanto, aquellos generadores que incurren en sobrecostos de operación son remunerados por los generadores con mayores retiros y estos últimos pueden traspasar parte de este sobrecosto a las tarifas finales según las condiciones contractuales pactadas con los clientes. Los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$34,8 millones, US\$54,5 millones y US\$36,7 millones en el primer, segundo y tercer trimestre de 2013, respectivamente.

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

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>1T 2013</u>		<u>2T 2013</u>		<u>3T 2013</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Hidro	21	0%	18	0%	19	0%
Carbón	3.497	82%	3.452	82%	3.619	84%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	-	-
GNL	451	11%	323	8%	408	9%
Diesel / Petróleo pesado	251	6%	400	9%	248	6%
Solar / cogeneración	28	1%	27	1%	38	1%
Total generación bruta SING	4.248	100%	4.220	100%	4.331	100%

Fuente: CDEC-SING

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

Generación por Empresa (en GWh)

<u>Empresa</u>	<u>1T 2013</u>		<u>2T 2013</u>		<u>3T 2013</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	1.524	36%	1.327	31%	1.306	30%
Celta	265	6%	243	6%	292	7%
GasAtacama	156	4%	284	7%	164	4%
E.CL (con CTH al 100%)	2.260	53%	2.322	55%	2.515	58%
Otros	42	1%	44	1%	54	1%
Total generación bruta SING	4.248	100%	4.220	100%	4.331	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el tercer trimestre de 2013 se observó un aumento en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 58% de participación, por sobre el 55% y 53% observados en el primer y segundo trimestre. En este trimestre, la Compañía tuvo un menor número de centrales fuera de servicio, destacándose la recuperación de la generación con gas y una menor generación con petróleo diésel.

Los mayores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el tercer trimestre se asocian a una mayor demanda de algunas minas de la zona.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 30 de Septiembre 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

Tercer trimestre de 2013 comparado con el segundo trimestre de 2013 y tercer trimestre de 2012

Ingresos operacionales

Información Trimestral

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

	3T 2012		2T 2013		3T 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.....	207,9	82%	218,9	82%	214,1	82%	-2%	3%
Ventas a clientes regulados.....	40,6	16%	43,0	16%	43,3	17%	1%	7%
Ventas al mercado spot.....	6,6	3%	4,2	2%	4,2	2%	-1%	-36%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	255,0	91%	266,1	87%	261,6	86%	-2%	3%
Ventas por distribución de gas.....	0,6	0%	0,9	0%	1,0	0%	11%	57%
Otros ingresos operacionales.....	23,5	8%	40,3	13%	40,3	13%	0%	72%
		0%		0%		0%		
Total ingresos operacionales.....	279,1	100%	307,3	100%	302,9	100%	-1%	9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.897	78%	1.866	78%	1.933	79%	4%	2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	427	18%	454	19%	459	19%	1%	7%
Ventas de energía al mercado spot.....	100	4%	80	3%	70	3%	-13%	-31%
		0%		0%		0%		
Total ventas de energía.....	2.425	100%	2.399	100%	2.462	100%	3%	2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh) ⁽²⁾.....	107,4		114,7		109,0		-5%	2%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) ⁽³⁾.....	94,9		94,7		94,3		0%	-1%

(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\$261,6 millones, levemente inferiores respecto al trimestre anterior debido a menores tarifas. En tanto, el aumento de 3% en las ventas de energía con respecto al mismo trimestre del año anterior se explica por mayores tarifas promedio realizadas y un mayor volumen de ventas de energía.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$214,1 millones, una disminución de 2% con respecto al trimestre anterior por bajas en la tarifa monómica promedio asociadas a la caída en el precio de los combustibles y al menor impacto de los sobrecostos en este trimestre. La demanda de clientes libres se incrementó un 4% fundamentalmente por parte de Chuquicamata y Esperanza. En comparación con igual período del año anterior, las ventas a clientes libres aumentaron, tanto por mayores tarifas como por mayores ventas físicas.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$43,3 millones, mostrando un leve incremento respecto al trimestre anterior, asociado a aumentos en la demanda propios del segmento de clientes regulados. La tarifa monómica promedio no presentó variaciones. Cabe recordar que la tarifa aumentó en aproximadamente US\$2/MWh a partir de mayo debido a la revisión tarifaria semestral pactada por contrato; sin embargo, el aumento fue parcialmente contrarrestado por el efecto de la depreciación del peso observada a fines de mayo.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una disminución 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 tercer trimestre E.CL registró compras netas cercanas a los 142 GWh, inferiores a las compras netas del segundo trimestre que fueron de 254 GWh

asociadas principalmente al mayor número de manteniones y a la salida de operaciones del terminal de GNL Mejillones. 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, entre otros, peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de gas y otros combustibles, las cuales registraron un aumento significativo en volumen en el segundo y el tercer trimestre de este año.

Costos operacionales

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
	3T 2012		2T 2013		3T 2013		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(105,2)	44%	(114,5)	41%	(112,8)	43%	-2%	7%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(31,7)	13%	(51,5)	18%	(30,4)	12%	-41%	-4%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(41,3)	17%	(36,1)	13%	(40,4)	16%	12%	-2%
Otros costos directos de la operación	(62,4)	26%	(80,2)	28%	(76,1)	29%	-5%	22%
Total costos directos de ventas.....	(240,6)	96%	(282,2)	96%	(259,7)	96%	-8%	8%
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	5%	(10,4)	4%	(11,1)	4%	6%	-10%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	1%	19%
Otros ingresos/costos de la operación...	(0,2)	0%	0,4	0%	0,6	0%	41%	-346%
Total costos de la operación.....	(251,2)	100%	(292,5)	100%	(270,4)	100%	-8%	8%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.817	77%	1.884	81%	2.021	80%	7%	11%
Gas.....	489	21%	323	14%	408	16%	26%	-17%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	34	1%	106	5%	75	3%	-29%	122%
Hidro.....	10	0%	10	0%	11	0%	11%	13%
Total generación bruta.....	2.349	100%	2.322	100%	2.515	100%	8%	7%
Menos Consumos propios.....	(173)	-7%	(169)	-6%	(197)	-8%	17%	14%
Total generación neta.....	2.176	87%	2.153	87%	2.318	92%	8%	7%
Compras de energía en el mercado spot.....	334	13%	334	13%	212	8%	-37%	-37%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.510	100%	2.487	100%	2.530	100%	30%	2%

La generación bruta de electricidad aumentó en un 8% en comparación con el segundo trimestre de este año. La generación a carbón aumentó en un 7% debido a la mayor disponibilidad de centrales a carbón respecto al segundo trimestre en que hubo centrales fuera de operaciones por mejoras ambientales y trabajos de mantención. La generación con gas registró un importante aumento, ya que el terminal de GNL Mejillones se encuentra operando normalmente luego de la paralización de junio debida a los trabajos de conexión de su nuevo estanque en tierra. Es así que la generación con petróleo disminuyó su participación en el tercer trimestre. La generación aumentó con respecto al mismo trimestre del año anterior en que la generación de E.CL se vio afectada por la indisponibilidad de algunas unidades carboneras por mantenimientos programados, faenas asociadas al plan de reducción de emisiones y la falla de CTH a partir del 20 de septiembre de 2012.

Los precios del petróleo (WTI) registraron un valor promedio de US\$105,85/bl durante el 3T13. Esto representó un aumento trimestral de 12% desde US\$94,04/bl en el 2T13 y un aumento de 14% anual desde US\$92,12/bl en el 3T12. En tanto, el precio del carbón experimentó una caída de 4% anual con una tendencia a la

baja. El costo del gas disminuyó significativamente en comparación con el tercer trimestre del año anterior producto del inicio del contrato de suministro de este combustible a valores indexados a Henry Hub. Los costos totales de combustibles sólo disminuyeron en un 2% en el tercer trimestre con respecto al trimestre inmediatamente anterior por la mayor generación de electricidad. En términos unitarios, los costos de combustibles disminuyeron un 9%.

Las compras físicas en el mercado spot disminuyeron un 37% debido a la buena disponibilidad de centrales. En términos monetarios, las compras de energía y potencia disminuyeron un 41% en comparación con el segundo trimestre debido a la menor compra física, los menores costos marginales y el menor nivel de sobrecostos de generación en el sistema.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenciones y costos de ventas de combustibles. En el tercer trimestre estos costos disminuyeron debido, entre otros, a que en el segundo trimestre se reconocieron costos de US\$6,6 millones por la reparación de las filtraciones en los ductos de agua del sistema de enfriamiento de CTA y CTH.

Los gastos de administración y ventas se incrementaron por mayor número de asesorías legales y de proyectos de innovación.

	2012				2013			
	1T12	2T12	3T12	9M12	1T13	2T13	3T13	9M13
Margen Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	288,4	276,2	255,0	819,6	266,5	266,1	261,6	794,2
Costo de combustible.....	(108,7)	(155,6)	(105,2)	(369,6)	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(340,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(39,5)	(15,6)	(31,7)	(86,8)	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(117,7)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	140,1	104,9	118,1	363,2	117,1	100,1	118,4	335,6
Margen eléctrico	49%	38%	46%	44%	44%	38%	45%	42%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una recuperación en el tercer trimestre en comparación con el trimestre anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron levemente. Por la otra, el costo de combustibles también mostró una caída en el periodo. Sin embargo, hubo menores costos por compras de energía en el mercado spot y menores sobrecostos de operación del sistema, asociados a la buena disponibilidad de centrales durante el tercer trimestre de 2013. En este trimestre tanto la compra física de energía como los costos marginales del sistema disminuyeron con respecto al segundo trimestre; el costo de compras de energía y potencia disminuyó en US\$21,1 millones, no solo debido a las menores compras físicas en el mercado spot y los menores costos marginales, sino también debido a menores pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema, los que llegaron a US\$9,7 millones considerablemente inferiores a los US\$17,2 millones del trimestre anterior. En resumen, mientras los ingresos por MWh vendidos disminuyeron un 4,5%, los costos directos por MWh vendido cayeron un 16%, explicando la recuperación de la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre.

A septiembre, los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron en US\$25,4 millones debido fundamentalmente a la disminución de tarifas que refleja la utilización de una mezcla de combustibles de menor costo, tal como se muestra en la caída de US\$28,8 millones en los costos de combustibles. Sin embargo, la parada de CTA y CTH en enero, la mayor concentración de mantenciones 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, y en mayores sobrecostos en los primeros nueve meses del año. Esto se tradujo en una disminución de US\$27,6 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 44% a 42%.

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	3T 2012		2T 2013		3T 2013		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	279,1	100%	307,3	100%	302,9	100%	-1%	9%
Total costo de ventas	(240,6)	-86%	(282,2)	-92%	(259,7)	-86%	-8%	8%
Ganancia bruta	38,6	14%	25,0	8%	43,2	14%	73%	12%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,7)	-4%	(10,3)	-3%	(10,8)	-4%	5%	1%
Ganancia Operacional	27,9	10%	14,8	5%	32,5	11%	n.a.	16%
Depreciación y amortización.....	41,5	15%	36,4	12%	40,7	13%	12%	-2%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	-	-	-	-	-	n.a	n.a.
EBITDA	69,5	25%	51,1	17%	73,2	24%	43%	5%

Debido a lo explicado en los párrafos anteriores, fundamentalmente por menores costos de compra de energía en el mercado spot, menores sobrecostos y menores costos de mantenimientos y reparaciones, el EBITDA aumentó en comparación con el segundo trimestre de 2013 y el tercer trimestre de 2012. El margen EBITDA fue de un 24% en el tercer trimestre del año 2013, superior al 17% del segundo trimestre de este año y levemente inferior al 25% 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)							
	3T 2012		2T 2013		3T 2013		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos		
Ingresos financieros.....	0,5	0%	0,9	0%	0,4	0%	-57%	-18%
Gastos financieros.....	(11,4)	-4%	(11,7)	-4%	(11,8)	-4%	1%	4%
Diferencia de cambio.....	6,7	2%	(6,9)	-2%	2,7	1%	-138%	-60%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	1,0	0%	(0,7)	0%	(0,8)	0%	11%	-179%
Total resultado no operacional	(3,3)	-1%	(18,4)	-7%	(9,6)	-3%	-48%	193%
Ganancia antes de impuesto.....	24,7	8%	(3,6)	-1%	22,9	7%	-734%	-7%
Impuesto a las ganancias.....	(28,8)	-10%	(1,6)	-1%	(5,7)	-2%	n.a.	-80%
Utilidad (Perdida) de Actividades								
Continuadas después de impuesto.....	(4,2)	-1%	(5,2)	-2%	17,2	6%	-432%	-515%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	(3,0)	-1%	(8,5)	-3%	14,5	5%	-270%	-579%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	(1,1)	0%	3,4	1%	2,8	1%	n.a.	-345%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	(3,0)	-1%	(8,5)	-3%	14,5	5%	-270%	-579%
Ganancia por acción	(0,003)	0%	(0,008)	0%	0,013	0%	-254%	-544%

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto al trimestre anterior y aumentaron levemente con respecto al mismo periodo del año anterior debido al desembolso en octubre de 2012 del último tramo del financiamiento de proyecto de CTA. Esto se vio compensado por una menor tasa LIBOR y porque E.CL tomó el 100% del financiamiento de CTH a fines de julio de 2012. En el 3T12, los gastos financieros incluían los intereses devengados de la deuda que CTH tenía con su accionista minoritario y los intereses de un crédito bancario de 90 días incurrido a fines de julio de 2012.

La utilidad de cambio alcanzó US\$2,7 millones, la que contrasta con pérdidas de cambio de US\$6,9 millones en el trimestre anterior y utilidades de US\$6,7 millones en el mismo trimestre del año anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó por el efecto de la apreciación del peso, sobre ciertos activos en pesos.

Respecto al impuesto a la ganancia, en septiembre de 2012 se publicó la ley de Reforma Tributaria que originó una pérdida no recurrente en el 3T12 producto del impacto del cambio de tasa de impuesto sobre los impuestos diferidos. A partir de esa fecha, la tasa de cálculo del impuesto es de un 20%, superior a la tasa de 18,5% que se encontraba vigente hasta el tercer trimestre del año pasado.

El resultado después de impuesto fue una utilidad de US\$14,5 millones, contrastando con pérdidas después de impuesto de US\$8,5 millones en el trimestre anterior y pérdidas de US\$3 millones en el tercer trimestre del año anterior.

Nueve meses terminados en septiembre de 2013 comparado con nueve meses terminados en septiembre de 2012

Ingresos operacionales

	9M 2012		9M 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	658,2	80%	655,8	83%	(2,4)	0%
Ventas a clientes regulados.....	127,3		127,6	16%	0,3	0%
Ventas al mercado spot.....	34,1	4%	10,8	1%	(23,3)	-68%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	819,6	93%	794,2	89%	(25,4)	-3%
Ventas por distribución de gas.....	2,3	0%	2,3	0%	0,0	0%
Otros ingresos operacionales.....	59,4	7%	98,8	11%	39,4	66%
Total ingresos operacionales.....	881,2	100%	895,2	100%	14,1	2%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	5.555	78%	5.728	79%	173	3%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.257	18%	1.357	19%	101	8%
Ventas de energía al mercado spot.....	287	4%	182	3%	(106)	-37%
Total ventas de energía.....	7.099	100%	7.267	100%	168	2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)⁽²⁾	118,5		112,8		(5,7)	-5%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh)⁽³⁾	101,3		94,0		(7,3)	-7%

(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.

Durante los primeros nueve meses de 2013 los ingresos totales de la operación aumentaron un 2% comparado con el mismo periodo de 2012.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$127,6 millones y las ventas a clientes libres llegaron a US\$655,8 millones, cifras que se mantuvieron en el mismo nivel respecto al mismo periodo del año anterior. Los niveles parejos de ventas a clientes con contrato resultaron de una combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio tanto para clientes libres como para los regulados. Esto, unido a una menor venta al mercado spot, resultó en una disminución de 3% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al mismo periodo del año anterior.

El aumento en la venta física a clientes libres está fundamentalmente explicado por el contrato de El Tesoro que se inició en marzo de 2012 y una mayor demanda de Minera Esperanza y El Abra. Las tarifas monómicas

promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 5% con respecto al 2012 debido al mayor peso relativo asignado al carbón en los polinomios de indexación de tarifas de clientes libres.

La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 7% con respecto al mismo periodo 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 aumentos en la demanda característicos del negocio de clientes regulados.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantenimiento de líneas de transmisión para terceros y ventas de gas y otros combustibles. 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 los primeros nueve meses de 2012 se habían registrado indemnizaciones de seguro de US\$1,1 millones por la liquidación de un siniestro en Central Tamaya.

Costos operacionales

Información a septiembre 2013

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

	<u>9M - 2012</u>		<u>9M - 2013</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Costos de la operación						
Combustibles.....	(369,6)	50%	(340,8)	43%	28,8	-8%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(86,8)	12%	(117,7)	15%	(30,9)	36%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(106,9)	14%	(112,0)	14%	(5,1)	5%
Otros costos directos de la operación	(177,0)	24%	(214,4)	27%	(37,3)	21%
Total costos directos de ventas.....	(740,4)	96%	(784,9)	96%	(44,6)	6%
Gastos de administración y ventas.....	(35,6)	5%	(32,5)	4%	3,2	-9%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,8)	0%	(0,9)	0%	(0,1)	11%
Otros ingresos/costos.....	2,6	0%	1,3	0%	(1,3)	-
Total costos de la operación.....	(774,2)	100%	(817,0)	100%	(42,8)	6%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	5.754	79%	5.615	79%	(140)	-2%
Gas.....	1.294	18%	1.182	17%	(113)	-9%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	166	2%	267	4%	101	61%
Hidro.....	37	1%	34	0%	(4)	-10%
Total generación bruta.....	7.252	100%	7.097	100%	(155)	-2%
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(540)	-7%	(530)	-7%	10	-2%
Total generación neta.....	6.712	90%	6.567	88%	(145)	-2%
Compras de energía en el mercado spot.....	746	10%	915	12%	169	23%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	7.458	100%	7.481	100%	24	0%

Nuestra generación bruta registró una disminución de 2% en los primeros nueve meses del año en comparación con el año anterior, 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 2%, representando un 79% de la generación total de E.CL. La generación a gas disminuyó un 9%. La menor generación a carbón y gas fue en parte cubierta por una mayor generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado la que aumentó un 61%. El remanente fue cubierto con un aumento en compras de energía en el mercado spot. Durante este periodo se llevaron a cabo mantenimientos programados a las unidades U12, U13, U14, U15, U16 y CTM1. Los meses de abril y mayo, particularmente, se caracterizaron 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 y tercer trimestre ésta se recuperó, ayudando a compensar la indisponibilidad de las unidades a gas en junio. 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, el menor precio del gas y la tendencia a la baja en el precio del carbón que es el combustible principal de nuestra matriz de generación, y cuyo precio cayó un 4,15% en el periodo. 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 y a los mayores sobrecostos de operación del sistema.

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

Resultado operacional

Información a septiembre 2013

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

EBITDA	9M - 2012		9M- 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	881,2	100%	895,2	100%	14,1	2%
Total costo de ventas	(740,4)	-84%	(784,9)	-88%	(44,6)	6%
Ganancia bruta	140,8	16%	110,3	12%	(30,5)	-22%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(33,8)	-4%	(32,0)	-4%	1,8	-5%
Ganancia Operacional	107,0	12%	78,3	9%	(28,7)	-27%
Depreciación y amortización.....	107,7	12%	112,9	13%	5,2	5%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	n.a.
EBITDA	214,7	24%	191,2	21%	(23,5)	-11%

En los primeros nueve meses del año, el EBITDA alcanzó US\$191,2 millones, una disminución de 11% con respecto al mismo periodo 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. 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 mantenimientos y fallas de centrales, no solo de E.CL sino de otros generadores, que impactaron con mayor fuerza en el segundo trimestre de 2013. En el tercer trimestre hubo una recuperación en el nivel de EBITDA asociado a un mejor desempeño del parque generador de E.CL, lo que significó una generación más eficiente y una disminución de sobrecostos del sistema.

La depreciación aumentó en US\$5,2 millones en el periodo 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 septiembre 2013
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	<u>9M - 2012</u>		<u>9M - 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.....	1,9	0%	2,4	0%	0,5	25%
Gastos financieros.....	(35,3)	-4%	(35,3)	-4%	(0,0)	0%
Diferencia de cambio.....	11,5	1%	(1,5)	0%	(13,0)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	0,4	0%	(1,7)	0%	(2,1)	-584%
Total resultado no operacional	(21,6)	-3%	(36,2)	-4%	(14,6)	68%
Ganancia antes de impuesto.....	85,4	11%	42,1	5%	(43,3)	-51%
Impuesto a las ganancias.....	(38,4)	-5%	(12,2)	-1%	26,2	-68%
Continuadas después de impuesto.....	47,0	6%	29,9	3%	(17,1)	-36%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	43,6	5%	22,6	2%	(21,0)	-48%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	3,4	0%	7,4	1%	4,0	119%
EJERCICIO	43,6	5%	22,6	2%	(21,0)	-48%
Ganancia por acción.....	0,04	0%	0,02	0%	(0,0)	-48%

Los gastos financieros se mantuvieron al mismo nivel 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 asumió la totalidad de la deuda que CTH tenía con su accionista minoritario.

Un efecto importante en este periodo correspondió a una pérdida por diferencia de cambio de US\$1,5 millones asociada al efecto de la depreciación del tipo de cambio a fines de mayo, que contrasta con utilidades de US\$11,5 por este concepto en el mismo periodo del año anterior.

Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$21 millones en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a los US\$22,6 millones, principalmente debido al menor resultado operacional y al mayor efecto por diferencia de cambio.

Liquidez y recursos de capital

A fines de septiembre de 2013, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$198,2 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

Información a septiembre 2013		
<small>(En millones de US\$)</small>		
Estado de flujo de efectivo	2012	2013
Flujos de caja netos provenientes de la operación	227,3	140,1
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(147,7)	(54,0)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(101,4)	(62,1)
Cambio en el efectivo	(21,8)	24,1

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación alcanzó a aproximadamente US\$140,1 millones durante los primeros nueve meses del año. Éste se compone de flujos operacionales propiamente tales, neto de pagos de intereses (US\$31,9 millones) y de impuestos (US\$22,1 millones).

Flujos de caja usados en actividades de inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$54 millones. Éste comprendió US\$101 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 aquellas 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 durante los primeros nueve meses de 2013 se refieren al proyecto de mejoras con fines ambientales, a la mantención mayor de nuestras plantas de generación, al proyecto fotovoltaico El Águila I y otras inversiones tales como mejoras en sistemas de comunicación.

Nuestras inversiones en activos fijos durante los primeros nueve meses 2013 y de 2012 ascendieron a US\$101 millones y US\$121,2 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

⁽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.

Inversiones en activos fijos

Información a septiembre de cada año

(En millones de US\$)

CAPEX	<u>2012</u>	<u>2013</u>
CTA.....	10,0	2,3
CTH	30,6	5,1
Central Tamaya.....	-	3,7
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	8,0	6,4
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	19,2	10,9
Mejoras Medioambientales	39,0	57,8
Planta Solar	-	6,0
Otros	14,4	8,8
Total inversión en activos fijos	<u>121,2</u>	<u>101,0</u>

(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 sus centrales termoeléctricas emiten a la atmósfera. 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 los primeros nueve meses 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 31 de marzo, CTH pagó la primera cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,6 millones. Este pago no queda reflejado en los estados financieros consolidados de E.CL.
- 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.
- El 30 de septiembre, CTH pagó la segunda cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,2 millones. Este pago no queda reflejado en los estados financieros consolidados de E.CL.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre 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.

	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.....	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	10,1	10,1	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	18,7	-	-	-	18,7
Total	792,9	22,4	30,2	35,8	704,6

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 30 septiembre 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 prepago total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,2 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$18,7 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:

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 septiembre 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 Septiembre 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 y 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⁾		5,9	12,8	15,5	16,6	713,2	763,9

(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.

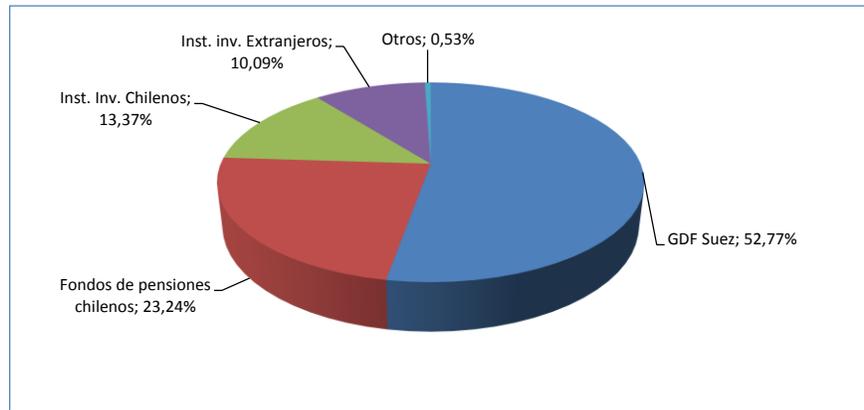
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

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 septiembre de 2013

N° de accionistas: 1.925



N°TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Física (en GWh)							
	<u>2012</u>				<u>2013</u>			
	<u>1T12</u>	<u>2T12</u>	<u>3T12</u>	<u>9M Total</u>	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>9M Total</u>
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.805	1.853	1.897	5.555	1.930	1.866	1.933	5.728
Ventas de energía a clientes regulados	417	412	427	1.257	444	454	459	1.357
Ventas de energía al mercado spot	116	71	100	287	33	80	70	182
Total ventas de energía.....	2.339	2.336	2.425	7.099	2.406	2.399	2.462	7.267
Generación bruta por combustible								
Carbón.....	1.934	2.004	1.817	5.754	1.710	1.884	2.021	5.615
Gas.....	258	548	489	1.294	451	323	408	1.182
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	53	80	34	166	87	106	75	267
Hidro.....	17	11	10	37	12	10	11	34
Total generación bruta.....	2.261	2.642	2.349	7.252	2.260	2.322	2.515	7.097
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(177,1)	(190,3)	(173,0)	(540,4)	(164,3)	(168,9)	(197,0)	(530,2)
Total generación neta.....	2.084	2.452	2.176	6.712	2.096	2.153	2.318	6.567
Compras de energía en el mercado spot	378	34	334	746	369	334	212	915
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.461	2.486	2.510	7.458	2.465	2.487	2.530	7.481

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

IFRS

Ingresos de la operación

	<u>2012</u>							
	<u>1T12</u>	<u>2T12</u>	<u>3T12</u>	<u>9M12</u>	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>9M13</u>
Ventas a clientes regulados.....	46,8	40,0	40,6	127,3	41,4	43,0	43,3	127,6
Ventas a clientes no regulados.....	226,9	223,3	207,9	658,2	222,8	218,9	214,1	655,8
Ventas al mercado spot y ajustes.....	14,7	12,9	6,6	34,1	2,4	4,2	4,2	10,8
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	288,4	276,2	255,0	819,6	266,5	266,1	261,6	794,2
Ventas por distribución de gas.....	1,0	0,7	0,6	2,3	0,4	0,9	1,0	2,3
Otros ingresos operacionales.....	16,3	19,5	23,5	59,4	18,1	40,3	40,3	98,8
Total ingresos operacionales.....	305,7	296,3	279,1	881,2	285,1	307,3	302,9	895,2

Costos de la operación

Combustibles.....	(108,7)	(155,6)	(105,2)	(369,6)	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(340,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(39,5)	(15,6)	(31,7)	(86,8)	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(117,7)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,5)	(32,2)	(41,3)	(106,9)	(35,5)	(36,1)	(40,4)	(112,0)
Otros costos directos de la operación	(57,9)	(56,8)	(62,4)	(177,0)	(58,1)	(80,2)	(76,1)	(214,4)

Total costos directos de ventas.....

	(239,6)	(260,2)	(240,6)	(740,4)	(243,1)	(282,2)	(259,7)	(784,9)
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	(13,2)	(10,1)	(35,6)	(11,0)	(10,4)	(11,1)	(32,5)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,8)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,9)
Otros ingresos de la operación.....	0,7	2,1	(0,2)	2,6	0,2	0,4	0,6	1,3

Total costos de la operación.....

	(251,5)	(271,5)	(251,2)	(774,2)	(254,1)	(292,5)	(270,4)	(817,0)
Ganancia operacional.....	54,3	24,8	27,9	107,0	31,0	14,8	32,5	78,3

EBITDA.....

	88,0	57,2	69,5	214,7	66,8	51,1	73,2	191,2
Ingresos financieros.....	0,9	0,5	0,5	1,9	1,0	0,9	0,4	2,4
Gastos financieros.....	(12,1)	(11,8)	(11,4)	(35,3)	(11,7)	(11,7)	(11,8)	(35,3)
Diferencia de cambio.....	6,6	(1,8)	6,7	11,5	2,7	(6,9)	2,7	(1,5)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,1)	(0,5)	1,0	0,4	(0,2)	(0,7)	(0,8)	(1,7)

Total resultado no operacional

	(4,7)	(13,6)	(3,3)	(21,6)	(8,2)	(18,4)	(9,6)	(36,2)
Ganancia antes de impuesto.....	49,6	11,2	24,7	85,4	22,8	(3,6)	22,9	42,1
Impuesto a las ganancias.....	(7,6)	(2,0)	(28,8)	(38,4)	(5,0)	(1,6)	(5,7)	(12,2)

Utilidad (Pérdida) de Actividades

Continuadas después de impuesto....	42,0	9,1	(4,2)	47,0	17,9	(5,2)	17,2	29,9
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------

Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....

	40,1	6,5	(3,0)	43,6	16,6	(8,5)	14,5	22,6
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------

Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....

	1,9	2,6	(1,1)	3,4	1,2	3,4	2,8	7,4
--	------------	------------	--------------	------------	------------	------------	------------	------------

UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...

	42,0	4,6	(3,0)	43,6	16,6	(8,5)	14,5	22,6
--	-------------	------------	--------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------

Ganancia por acción.....

	0,040	0,004	(0,003)	0,041	0,017	0,008	0,013	0,021
--	--------------	--------------	----------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Balance
(En millones de US\$)

	2012	2013
	<u>31-Dec-12</u>	<u>30-Sep-13</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	192,1	198,2
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	176,4	168,1
Impuestos por recuperar	64,6	42,4
Otros activos corrientes	205,1	220,8
Total activos corrientes	638,1	629,4
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.961,2	1.959,8
Otros activos no corrientes	417,6	405,1
TOTAL ACTIVO	3.016,9	2.994,4
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	20,6	21,0
Otros pasivos corrientes	208,0	211,1
Total pasivos corrientes	228,6	232,0
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	774,2	751,7
Otros pasivos de largo plazo	213,7	212,7
Total pasivos no corrientes	987,9	964,3
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.685,2	1.675,3
Participaciones no controladoras	115,2	122,6
Patrimonio	1.800,4	1.798,0
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.016,9	2.994,4

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

Indicadores financieros

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Sep-13	Dec-12	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,71	2,79	-3%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,11	2,25	-6%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	397,37	409,53	-3%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,67	0,68	-2%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros)	(veces)	4,92	5,42	-9%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,37	3,30	2%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	2,50	2,60	-4%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	1,4%	3,3%	-58%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	0,8%	1,9%	-57%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 9M13

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre de 2013, el día miércoles 30 de octubre 2013 a las 10:00 am (EST) – 11: 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.: #59616567, 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.: #59616567. La repetición estará disponible hasta el día 6 de noviembre de 2013.