

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$40 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$84 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2012.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$ 84 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 6% RESPECTO AL 1T11. LOS INGRESOS DE LA COMPAÑÍA DISMINUYERON DEBIDO A LA COMBINACIÓN DE UN MENOR PRECIO MONOMICO PROMEDIO CON UN AUMENTO DE LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA EXPLICADO POR EL INICIO DEL CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS. LA UTILIDAD NETA AUMENTÓ UN 18% DEBIDO AL EFECTO DE LA MENOR DIFERENCIA DE CAMBIO Y A LA REDUCCIÓN EN LA TASA IMPOSITIVA. POR SU PARTE, LA GENERACIÓN BRUTA SE INCREMENTÓ DEBIDO A LA CONTRIBUCIÓN DE LAS NUEVAS CENTRALES DE CARBÓN CTA Y CTH.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$ 292,1 millones, disminuyendo un 3% en comparación al primer trimestre del año anterior, debido principalmente al menor precio promedio monómico realizado de clientes libres, compensado en parte por ventas a clientes regulados dado el inicio del contrato con EMEL.
- **El resultado operacional** del primer trimestre alcanzó los US\$ 52,3 millones.
- **El EBITDA** del primer trimestre alcanzó US\$ 84,1 millones, equivalente a un incremento del 6% respecto al año anterior, obteniendo un margen EBITDA de 29%.
- **La utilidad neta** del trimestre alcanzó US\$40,1 millones, lo que representa un incremento de 18% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T11	1T12	Var %
Total ingresos operacionales	302,1	292,1	-3%
Ganancia operacional	54,0	52,3	-3%
EBITDA	79,2	84,1	6%
Total resultado no operacional	(8,7)	(4,8)	-45%
Ganancia después de impuestos	34,0	40,1	18%
Ganancia por acción	0,03	0,04	18%
Ventas de energía (Gwh)	1.800	2.256	25%
Generación de energía (Gwh)	1.589	1.967	24%
Compras de energía al mercado spot (Gwh)	289	378	31%

HECHOS DESTACADOS

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 31 de diciembre de 2011, E.CL mantenía un 47% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. A partir 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. El 29 de diciembre de 2009, como resultado de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla I S.A., E.CL adquirió otros activos de generación eléctrica en el Norte Grande, incluyendo Electroandina, Central Termoeléctrica Andina, el 60% de Central Termoeléctrica Hornitos, y las compañías de transporte de gas, GNAA y GNAC. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a IPR GDF Suez, una compañía listada en la Bolsa de Londres y a su vez controlada en un 70% por GDF Suez. El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago a partir del 28 de enero de 2011, fecha en que Codelco vendió el 40% de participación accionaria que tenía en E.CL. Para mayor información, por favor diríjase a www.e-cl.cl.

➤ **PRIMER TRIMESTRE DE 2012:**

- **Acción de E.CL ingresa al IPSA:** Producto de la revisión anual de los índices accionarios de la Bolsa de Comercio de Santiago realizado al término de las operaciones del día 30 de diciembre de 2011 (último día hábil bursátil del año pasado), la acción de E.CL fue incorporada al IPSA (Índice de Precios Selectivo de Acciones) a partir del lunes 2 de enero de 2012.
- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2011 de US\$ 0,0610468011 por acción, el cual se pagará el día 16 de mayo de 2012. El monto total a distribuir es de US\$ 64.301.192,40, lo que unido al dividendo provisorio de US\$25 millones pagado en 2011, totaliza un dividendo total de US\$89 millones.
- **Inicio contrato con EMEL:** Con fecha 1 de enero de 2012 comenzó a regir el contrato con EMEL para el suministro de energía que abastece a los clientes regulados del SING. Este contrato se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de combustibles y el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI).

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. Dada sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diesel.

El SING se caracterizó durante el primer trimestre del 2012 por una disminución en el costo marginal promedio mensual, debido principalmente a la entrada en operación comercial durante el año anterior de las nuevas centrales de generación eléctrica eficiente sobre la base de carbón – CTA y CTH de propiedad de E-CL, cada una con aproximadamente 165MW de capacidad bruta, y Angamos I y II de propiedad de AES Gener cada una con 264MW- lo que permitió remplazar generación térmica ineficiente por unidades de última tecnología y menor costo de operación. Para el mes de enero, el costo marginal promedio fue de 64,8 US\$/MWh, lo que representó una disminución de 36% respecto al mismo mes del año anterior. En tanto, para el mes de febrero, el costo marginal fue de 88,2 US\$/MWh, lo que representó una disminución de 8,3% respecto al mismo mes del año anterior. Finalmente para el mes de marzo, el costo marginal fue de 76,3 US\$/MWh, lo que representó una disminución de 35,7% respecto al mismo mes del año anterior. Cabe notar que estos costos marginales no incluyen los ajustes por la Resolución Ministerial 39.

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

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>1T 2011</u>		<u>4T 2011</u>		<u>1T 2012</u>		<u>% Variation</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>QoQ</u>	<u>YoY</u>
	Hidro	20	1%	19	0%	25	1%	33%
Carbón	2.266	61%	2.963	71%	3.538	86%	19%	56%
Gas Argentino (AES Gener)	327	9%	290	7%	-	-	n.a	n.a
GNL	845	23%	853	20%	486	12%	-43%	-42%
Diesel / Petróleo pesado	275	7%	76	2%	76	2%	0%	-72%
Total generación bruta SING	3.734	100%	4.201	100%	4.124	100%	-2%	10%

Fuente: CDEC-SING

Las siguientes empresas participan en el SING:

<u>Empresa</u>	<u>1T 2011</u>		<u>4T 2011</u>		<u>1T 2012</u>		<u>% Variation</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>QoQ</u>	<u>YoY</u>
	AES Gener	327	9%	290	7%	-	-	n.a
Norgener / Angamos	778	21%	1.233	29%	1.357	33%	10%	74%
Celta	268	7%	226	5%	248	6%	10%	-8%
GasAtacama	595	16%	483	11%	247	6%	-49%	-58%
E.CL (con CTH al 100%)	1.746	47%	1.955	47%	2.261	55%	16%	29%
Otros	21	1%	14	0%	11	0%	-20%	-44%
Total generación bruta SING	3.734	100%	4.201	100%	4.124	100%	-2%	10%

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre no hubo exportación de gas argentino hacia Chile debido al mayor consumo de gas y electricidad en Argentina observado durante el verano recién pasado. El incremento en generación por parte de Norgener y E.CL, corresponde principalmente a la generación de las nuevas unidades Angamos I y II, de Norgener, y CTA y CTH de E.CL.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados para los trimestres finalizados al 31 de marzo de 2012 y 31 de marzo de 2011, 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).

Resultados de las operaciones

Primer trimestre de 2012 comparado con el cuarto trimestre de 2011 y primer trimestre de 2011

Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	1T 2011		4T 2011		1T 2012		Trim. c/T	Año c/A.
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total		
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	267,4	91%	245,0	93%	215,9	93%	-12%	-19%
Ventas a clientes regulados.....	-		-		46,8		n.a	n.a
Ventas al mercado spot.....	13,9	9%	17,3	7%	12,1	7%	-30%	-13%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	281,3	96%	262,3	95%	274,8	77%	5%	-2%
Ventas por distribución de gas.....	1,5	1%	1,4	0%	1,0	0%	-32%	-36%
Otros ingresos operacionales.....	19,3	3%	75,2	4%	16,3	22%	-78%	-16%
Total ingresos operacionales.....	302,1	100%	338,8	100%	292,1	100%	-14%	-3%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.800	99%	1.824	97%	1.726	97%	-5%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	-		-		417		n.a	n.a
Ventas de energía al mercado spot.....	0	1%	64	3%	113	3%	78%	n.a
Total ventas de energía.....	1.800	100%	1.888	100%	2.256	100%	19%	25%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	156		139		124		-11%	-21%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)⁽³⁾	-		-		112		n.a	n.a

(1) Incluye 60% 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 trimestre de 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron un 3% comparado con el mismo trimestre del año 2011 y un 14% comparado con el trimestre anterior, en gran parte por ingresos no recurrentes reportados en el último trimestre del año anterior.

Mientras las ventas a clientes no regulados mostraron una caída de 12% llegando a los US\$ 215,9 millones, las ventas a clientes regulados llegaron a los US\$ 46,8 millones, resultando en un aumento de 5% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al trimestre anterior y en una disminución de 2% comparado con el mismo trimestre del año anterior. Esto se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio.

El aumento en la venta física está fundamentalmente explicado por el inicio del contrato con EMEL desde enero de este año, que significó mayores ventas de energía por 417 GWh en el trimestre. Por otra parte, la venta física de energía a clientes no regulados disminuyó principalmente por una menor demanda de algunas minas como Chuquicamata, Radomiro Tomic, El Abra y Zaldívar asociada a los efectos del invierno boliviano en la zona cordillerana, así como por una menor demanda de Minera Esperanza, debido a problemas operacionales en sus faenas. La caída en la venta física a clientes no regulados con respecto al primer trimestre del año anterior también se explica por el término del contrato con Minera Spence en julio de 2011.

Las tarifas monómicas promedio mostraron una caída de 11% con respecto al trimestre anterior, confirmando la tendencia a la baja observada desde principios del año pasado. Esta baja está asociada al inicio de contratos de suministro con tarifas vinculadas al costo de generación con carbón, desde que CTA y CTH entraron en régimen comercial (julio y agosto 2011 respectivamente); al término del contrato con Minera Spence; y a cambios en la indexación de tarifas estipulados en algunos contratos. Cabe destacar la evolución de la mezcla de combustibles utilizados en la generación de electricidad desde el año 2007. A fines de la década pasada, la falta de gas natural argentino y los altos precios de los combustibles fósiles, causaron un aumento significativo en los costos marginales y en las tarifas de los contratos de suministro de electricidad. Esta tendencia comenzó a revertirse, primeramente con la entrada en operaciones del terminal de GNL en Mejillones en mayo de 2010 el que acotó el alza en los costos marginales del sistema, y luego en forma más evidente a partir de mediados de 2011 con la entrada en operaciones de Angamos I y II y CTA y CTH, que se tradujo en un cambio en la mezcla de combustibles utilizados en la generación, lo que se reflejó en las tarifas de ciertos contratos.

A pesar del aumento en la venta física, las ventas al mercado spot alcanzaron los US\$ 12,1 millones, mostrando una caída de 30%, explicada por la nueva generación a carbón disponible en el sistema que se tradujo en una caída en el costo marginal promedio. La venta física de energía de CTA y de CTH en el mercado spot se comenzó a incluir en el estado de resultados a partir de su entrada en operación comercial durante el tercer trimestre. Tales ventas no se consideraron en los periodos anteriores debido a que los correspondientes ingresos y costos fueron capitalizados, por lo cual no afectaron los resultados de la empresa. En esta partida 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 el cuarto trimestre de 2011 se reconocieron US\$63,2 millones por el cobro de boletas de garantía asociado a las penalidades por atrasos incurridos por el contratista en la construcción de CTA y CTH.

En el cuarto trimestre de 2011 y el primer trimestre de 2012, las ventas físicas de energía y la generación presentadas en el cuadro anterior y en los siguientes, incluyen los ingresos y costos asociados a CTA y CTH, considerando el 60% de las ventas y la generación de CTH.

Costos operacionales

Información Trimestral

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

	1T 2011		4T 2011		1T 2012		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(125,4)	53%	(126,9)	55%	(103,1)	45%	-19%	-18%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(41,5)	17%	(23,0)	9%	(37,4)	16%	63%	-10%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(24,9)	10%	(26,3)	10%	(31,6)	14%	20%	27%
Otros costos directos de la operación	(46,8)	20%	(54,2)	21%	(56,3)	25%	4%	20%
Total costos directos de ventas.....	(238,5)	96%	(230,4)	95%	(228,4)	95%	-1%	-4%
Gastos de administración y ventas.....	(10,0)	4%	(11,2)	5%	(12,3)	5%	10%	23%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	0%	(0,3)	0%	(0,2)	0%	-18%	-14%
Otros ingresos de la operación.....	0,7	0%	(0,3)	0%	1,1	0%	-526%	70%
Total costos de la operación.....	(248,1)	100%	(241,5)	100%	(239,8)	100%	-1%	-3%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.167	69%	1.390	76%	1.804	85%	30%	55%
Gas.....	391	23%	375	20%	258	12%	-31%	-34%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	119	7%	64	3%	53	2%	-17%	-55%
Hidro.....	13	1%	11	1%	17	1%	57%	31%
Total generación bruta.....	1.689	100%	1.838	100%	2.131	100%	16%	26%
Menos Consumos propios.....	(100)	-6%	(148)	-8%	(164)	-8%	11%	64%
Total generación neta.....	1.589	85%	1.690	87%	1.967	84%	16%	24%
Compras de energía en el mercado spot.....	289	15%	258	13%	378	16%	46%	31%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	1.878	100%	1.948	100%	2.344	100%	21%	20%

La generación bruta de electricidad aumentó en un 26% en el primer trimestre de este año respecto al primer trimestre del año 2011 debido a la mayor generación de nuestras nuevas y eficientes unidades carboneras CTA y CTH, las que comenzaron su operación comercial en el tercer trimestre del año 2011. Respecto al trimestre anterior, la generación aumentó un 16% debido a la disponibilidad de todas nuestras centrales a carbón en el periodo. Esto explica el aumento en la generación a carbón durante el trimestre, desplazando a la generación con otros combustibles. La generación con gas registró una caída de 31% asociada a la mantención mayor de la U16 que estuvo fuera de servicio desde el 28 de enero al 28 de marzo. La generación con petróleo diesel y petróleo pesado disminuyó un 17%. Las compras en el mercado spot aumentaron un 46% respecto al trimestre anterior debido a las mayores necesidades de suministro asociadas al contrato con EMEL y a la mayor generación a carbón disponible en el sistema, que en ocasiones desplazó el despacho de nuestras unidades menos eficientes en términos de costos de generación.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el GNL, diesel y costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$ 102,99/bl durante el 1T12. Esto representa un incremento trimestral de un 9,96% desde US\$ 93,66/bl en el 4T11 y un alza de un 10,37% anual desde US \$93,31/bl en el 1T11. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo. Es así que la mayor generación con carbón se tradujo en un menor costo de la mezcla de combustibles utilizada durante el primer trimestre de 2012, lo que se reflejó en una disminución en la partida de combustibles. El mayor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió principalmente al aumento físico de las compras.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por mayores peajes de transmisión asociados al inicio del contrato con EMEL, debido al uso de líneas de sub transmisión que no son de nuestra propiedad.

	2011					2012
	1T11	2T11	3T11	4T11	Total	1T12
Margén Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	281,3	317,8	271,9	262,3	1.133,2	274,8
Costo de combustible.....	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)	(103,1)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)	(37,4)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	114,4	125,1	129,3	112,4	481,1	134,3
Margen eléctrico	41%	39%	48%	43%	42%	49%

La Utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre presenta un aumento de 19% respecto al trimestre anterior y un aumento de 17% respecto al mismo periodo del año anterior. Respecto al margen eléctrico en términos porcentuales, el primer trimestre fue de un 49%, cifra superior a todos los trimestres del año anterior.

Resultado operativo

	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	1T 2011		4T 2011		1T 2012		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
EBITDA								
Total ingresos de la operación	302,1	100%	338,8	100%	292,1	100%	-14%	-3%
Total costo de ventas	(238,5)	-79%	(230,4)	-68%	(228,4)	-78%	-1%	-4%
Ganancia bruta.....	63,5	21%	108,5	32%	63,7	22%	-41%	0%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(9,3)	-3%	(11,8)	-3%	(11,4)	-4%	-3%	22%
Ganancia Operacional.....	54,0	18%	96,7	29%	52,3	18%	-46%	-3%
Depreciación y amortización.....	25,2	8%	26,6	8%	31,8	11%	20%	26%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	0%	3,0	1%	-	0%	n.a	n.a
EBITDA.....	79,2	26%	126,3	37%	84,1	29%	-33%	6%

A partir del cuarto trimestre de 2011, adoptamos la fórmula de cálculo de EBITDA definida por el grupo IPR GDF Suez, la cual difiere ligeramente de la fórmula utilizada en nuestros comunicados de resultados anteriores. A partir del último trimestre de 2011 hemos calculado EBITDA como resultado operacional antes de depreciación, amortizaciones de intangibles y provisiones de incobrables o reversos de estas provisiones. Para permitir una mejor comparación, hemos cambiado el cálculo de EBITDA del primer trimestre de 2011.

El EBITDA presenta un incremento en comparación con el primer trimestre y una caída respecto al cuarto trimestre de 2011. Sin embargo, se debe considerar que en el cuarto trimestre la ganancia operacional se vio afectada por el reconocimiento del cobro de las boletas de garantía por CTA y CTH, cuyo efecto sobre E.CL fue de US\$63 millones. Aislado los efectos no recurrentes del cuarto trimestre, habríamos tenido un EBITDA trimestral de

US\$68,3 millones en el 4T11, por lo que el EBITDA del primer trimestre de este año representa un incremento de US\$ 15,8 millones con respecto al trimestre anterior, y un incremento de US\$ 4,9 millones con respecto al 1T11.

Resultados financieros

Información Trimestral									
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)									
	1T 2011		4T 2011		1T 2012		% Variación		
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A	
Resultados no operacionales									
Ingresos financieros.....	1,0	0%	0,7	0%	0,9	0%	22%	-10%	
Gastos financieros.....	(3,7)	-1%	(12,4)	-4%	(11,4)	-4%	-8%	208%	
Diferencia de cambio.....	(5,9)	-2%	7,1	2%	5,8	2%	-18%	-199%	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0%	(0,2)	0%	(0,1)	0%	-34%	-39%	
Total resultado no operacional	(8,7)	-3%	(4,8)	-1%	(4,8)	-2%	1%	-45%	
Ganancia antes de impuesto.....	45,3	15%	92,0	27%	47,5	16%	-48%	5%	
Impuesto a las ganancias.....	(11,3)	-4%	(17,4)	-5%	(7,4)	-3%	-57%	-34%	
Ganancia después de impuestos.....	34,0	11%	74,6	22%	40,1	14%	-46%	18%	
Ganancia por acción.....	0,032	0%	0,071	0%	0,038	0%	-46%	18%	

Los gastos financieros disminuyeron levemente respecto al cuarto trimestre, fundamentalmente por menores amortizaciones de diferencial entre tasa efectiva y tasa de cupón de los préstamos. El aumento de gastos financieros respecto al mismo periodo del año anterior se debió a los gastos financieros asociados al financiamiento de proyecto de CTA que dejaron de ser capitalizados a partir del 15 de julio, luego de la entrada en operación comercial del proyecto.

La utilidad de cambio alcanzó US\$ 5,8 millones, lo que contrasta con pérdidas de cambio de US\$ 5,9 millones del mismo trimestre del año anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó por el efecto de una apreciación del peso en el trimestre sobre ciertos activos en pesos.

La tasa de impuesto a la renta disminuyó de 20% a 18,5%, lo que sumado a un ajuste en impuestos diferidos de CTA, se tradujo en una disminución de US\$ 3,9 millones en la provisión de impuesto a la renta en el primer trimestre de 2012 comparado con igual trimestre del año anterior.

Ganancia neta

La ganancia neta después de impuesto alcanzó los US\$ 40,1 millones en el primer trimestre de 2012, representando ganancias de US\$ 0,038 por acción. Esto equivale a un incremento de un 18% en relación al primer trimestre de 2011, y una caída de 46% en relación al cuarto trimestre de 2011. Es importante destacar que la tasa de impuestos disminuyó a un 18,5%.

Liquidez y recursos de capital

A fines de marzo de 2012, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$ 233,6 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto-plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$ 683,1 millones, de la cual sólo US\$ 6,1 millones tienen vencimiento dentro de un año.¹

Información a Marzo 2012		
<small>(En millones de US\$)</small>		
Estado de flujo de efectivo	<u>2011</u>	<u>2012</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	(8,3)	78,4
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	37,1	(69,7)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(0,9)	-
Cambio en el efectivo	<u>28,0</u>	<u>8,7</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación durante el primer trimestre de 2012 derivó principalmente de las ganancias operacionales obtenidas en el periodo.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

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 2010, bajo IFRS, hemos reconocido un 60% de las inversiones en activo fijo de CTH en proporción a nuestra participación accionaria en el proyecto. Además de la inversión en estos proyectos, hemos invertido en la mantención mayor de nuestras plantas de generación, reacondicionamiento de equipos, y mejoras con fines ambientales.

Nuestras inversiones en activos fijos durante el acumulado a marzo de 2012 y de 2011 ascendieron a los US\$ 27 millones y US\$ 41,8 respectivamente, según se detalla a continuación:

⁽¹⁾ Los montos nominales pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS.

Inversiones en activos fijos

Información a Marzo 2012

(En millones de US\$)

CAPEX	<u>2011</u>	<u>2012</u>
CTA.....	23,1	-
CTH ⁽¹⁾	4,0	10,0
Central Tamaya.....	-	-
Subestación El Cobre substation y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	-	4,0
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	5,2	5,0
Mejoras Medioambientales	-	1,0
Otros	9,5	7,0
Total inversión en activos fijos	<u>41,8</u>	<u>27,0</u>

(1) Bajo IFRS se reconocen 60% de estas inversiones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

No existen actividades de financiamiento durante el periodo acumulado a marzo 2012.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2012. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

Obligaciones Contractuales

Períodos de vencimiento de pagos

(En millones de US\$)

	<u>Total</u>	<u>< 1 año</u>	<u>1 - 3 años</u>	<u>3 - 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
Deuda bancaria.....	283,1	6,1	18,4	24,0	234,7
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	0,7	-	0,6	0,0	0,1
Intereses devengados.....	9,7	9,7	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	29,9	-	-	-	29,9
Total	<u>723,5</u>	<u>15,8</u>	<u>19,0</u>	<u>24,0</u>	<u>664,7</u>

La deuda bancaria al 31 de marzo de 2012 en el cuadro anterior incluye los giros bajo el financiamiento de proyecto otorgado por el IFC y el KfW a nuestra subsidiaria CTA. A dicha fecha éstos ascendían a un monto de capital total de US\$ 283,1 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes comenzando el 15 de junio de 2012 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 prepagó total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas.

Otras deudas incluyen US\$ 0,7 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$ 29,9 millones resultante de la valorización a precio de mercado de los derivados de tasa de interés tomados por CTA para proteger su exposición al riesgo de tasa de interés. Un monto equivalente ha sido debitado a nuestras cuentas de patrimonio según la norma IFRS.

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 24 de abril de 2012 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 50% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2011, lo que descontando el dividendo provisorio pagado en agosto de 2011, según se detalla en el párrafo siguiente, resulta en un dividendo total a pagar de US\$ 64.301.192,40, el que se pagará el día 16 de mayo de 2012.

El 26 de julio de 2011 el Directorio aprobó el pago de un dividendo provisorio de US\$ 0,0237347080 por acción a cuenta de las utilidades del año 2011. Dicho dividendo se pagó el 25 de agosto de 2011 y ascendió a la suma de US\$ 25.000.000.

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

Dividendos efectivamente pagados por E.CL en 2010 ,2011 y 2012			
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

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 de 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 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 este año comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub. 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, dicho contrato no comenzará a regir sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Durante los primeros nueve meses de 2012, hasta que no comience a regir dicho contrato de compra de GNL, la compañía se encontrará expuesta temporalmente 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 la compañía deberá hacer frente para abastecer el contrato de EMEL. Sin embargo, este descalce no generó efectos materiales en el primer trimestre de 2012.

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 en curso, CTA y CTH. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de este activo 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 31 de marzo de 2012, un 92% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$ 683 millones, estaba a tasa fija. El 8% 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 31 de marzo 2012						
		Vencimiento contractual						
		(En millones de US\$)						
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>Porción corriente-</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015 y más</u>	<u>Porción largo</u>	<u>TOTAL</u>
Tasa Fija	Tasa fija base según swap de							
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2.50% ⁽¹⁾	5,0	7,2	7,8	9,5	202,2	226,7	231,7
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0	400,0
Tasa variable								
(US\$)	LIBOR (180) + 2.50% p.a. ⁽¹⁾	1,1	1,6	1,7	2,1	44,9	50,4	51,5
Total⁽²⁾		6,1	8,8	9,6	11,6	647,1	677,1	683,1

(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen de 2,5% p.a. sobre LIBOR aumenta en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2013.

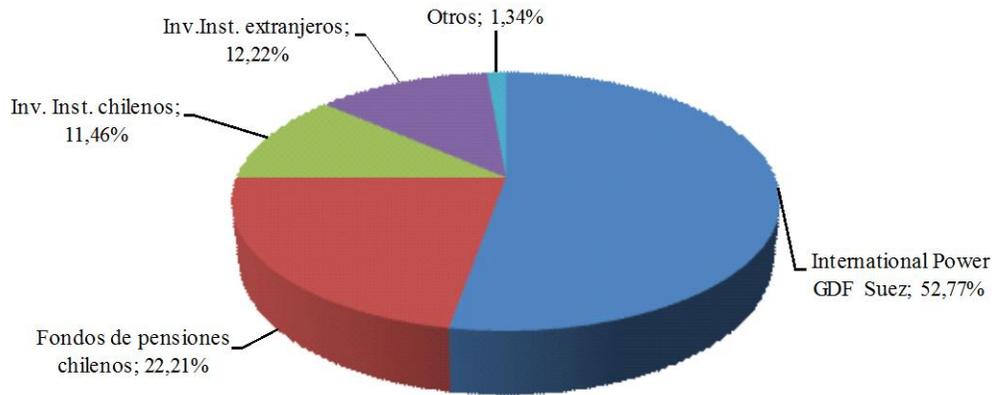
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

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 31 de marzo 2012

N° de accionistas: 1.946



ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Física (en GWh)					2012
	2011					1T12
	<u>1T11</u>	<u>2T11</u>	<u>3T11</u>	<u>4T11</u>	<u>12M Total</u>	
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.800	1.904	1.828	1.824	7.356	1.726
Ventas de energía a clientes regulados	-	-	60	64	124	417
Ventas de energía al mercado spot	0	-	60,3	63,6	123,9	113
Total ventas de energía.....	1.800	1.904	1.889	1.888	7.480	2.256
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.167	1.304	1.508	1.390	5.368	1.804
Gas.....	391	396	342	375	1.504	258
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	119	96	39	64	318	53
Hidro.....	13	9	8	11	40	17
Total generación bruta.....	1.689	1.805	1.897	1.838	7.230	2.131
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(100,1)	(127,1)	(150,0)	(148,4)	(525,6)	(164,3)
Total generación neta.....	1.589	1.678	1.747	1.690	6.705	1.967
Compras de energía en el mercado spot						
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	289	266	196	258	1.009	378
	1.878	1.944	1.943	1.948	7.714	2.344

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

IFRS	2011					1T12
	1T11	2T11	3T11	4T11	12M11	
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....						46,8
Ventas a clientes no regulados.....	267,4	307,2	252,0	245,0	1.071,6	215,9
Ventas al mercado spot y ajustes.....	13,9	10,6	19,9	17,3	61,6	12,1
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	281,3	317,8	271,9	262,3	1.133,2	274,8
Ventas por distribución de gas.....	1,5	1,5	1,2	1,4	5,6	1,0
Otros ingresos operacionales.....	19,3	11,5	11,8	75,2	117,7	16,3
Total ingresos operacionales.....	302,1	330,8	284,9	338,8	1.256,6	292,1
Costos de la operación						
Combustibles.....	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)	(103,1)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)	(37,4)
Otros costos directos de la operación	(24,9)	(26,0)	(32,1)	(26,3)	(109,3)	(31,6)
	(46,8)	(42,0)	(51,0)	(54,2)	(194,0)	(56,3)
Total costos directos de ventas.....	(238,5)	(260,7)	(225,8)	(230,4)	(955,4)	(228,4)
Gastos de administración y ventas.....	(10,0)	(14,5)	(10,5)	(11,2)	(46,2)	(12,3)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,2)	(0,2)
Otros ingresos de la operación.....	0,7	0,3	0,3	(0,3)	1,0	1,1
Total costos de la operación.....	(248,1)	(275,2)	(236,9)	(241,5)	(1.001,8)	(239,8)
Ganancia operacional.....	54,0	55,6	48,6	96,7	254,8	52,3
EBITDA.....	79,2	81,9	81,0	126,3	368,3	84,1
Ingresos financieros.....	1,0	1,2	0,9	0,7	3,9	0,9
Gastos financieros.....	(3,7)	(4,1)	(10,2)	(12,4)	(30,4)	(11,4)
Diferencia de cambio.....	(5,9)	10,6	(13,5)	7,1	(1,6)	5,8
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	(0,2)	(0,5)	(0,2)	(1,0)	(0,1)
Total resultado no operacional	(8,7)	7,6	(23,2)	(4,8)	(29,1)	(4,8)
Ganancia antes de impuesto.....	45,3	63,0	25,4	92,0	225,7	47,5
Impuesto a las ganancias.....	(11,3)	(12,9)	(5,4)	(17,4)	(47,1)	(7,4)
Ganancia después de impuestos.....	34,0	50,1	19,9	74,6	178,6	40,1
Ganancia por acción.....	0,032	0,048	0,019	0,071	0,170	0,038

Balance Trimestral

(En millones de US\$)

	2011				31-Mar-12
	31-Mar-11	30-Jun-11	30-Sep-11	31-Dec-11	
Activo corriente					
Efectivo y efectivo equivalente (1)	156,8	163,4	79,3	192,6	233,6
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	240,6	231,4	204,5	188,5	244,9
Impuestos por recuperar	44,5	30,2	39,4	52,5	58,1
Otros activos corrientes	272,1	199,6	234,8	199,9	192,8
Total activos corrientes	713,9	624,6	557,9	633,4	729,5
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipos - neto	1.753,1	1.739,9	1.782,2	1.791,5	1.788,5
Otros activos no corrientes	403,5	407,6	394,1	386,1	375,7
TOTAL ACTIVO	2.870,5	2.772,1	2.734,2	2.811,0	2.893,7
Pasivos corrientes					
Deuda financiera	64,3	66,0	12,9	16,3	12,5
Otros pasivos corrientes	308,7	218,4	219,3	243,9	301,0
Total pasivos corrientes	373,0	284,3	232,2	260,2	313,5
Pasivos no corrientes					
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	659,9	663,3	689,8	685,5	686,0
Otros pasivos de largo plazo	180,8	187,2	187,6	187,5	185,7
Total pasivos no corrientes	840,7	850,5	877,4	873,0	871,7
Patrimonio	1.656,8	1.637,2	1.624,7	1.677,8	1.708,5
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.870,5	2.772,1	2.734,2	2.811,0	2.893,7

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

CONFERENCIA TELEFONICA 1T12

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo de 2012 el día viernes 27 de abril a las 10:00 am (Eastern Time) – 11: 00 (local time)

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.: #72493802, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar **(855) 859- 2056 ó (404) 537-3406**
Passcode I.D.: #72493802. La repetición estará disponible hasta el día 3 mayo de 2012.