

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$ 6,6 MILLONES Y EBITDA DE US\$ 51,1 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2012.

DURANTE EL SEGUNDO TRIMESTRE, E.CL AFIANZÓ SU LIDERAZGO EN GENERACIÓN Y VENTAS DE ELECTRICIDAD EN EL SING. SIN EMBARGO, SU EBITDA ALCANZÓ US\$ 51 MILLONES EN EL TRIMESTRE Y US\$ 135 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2012, LO QUE REPRESENTA UNA DISMINUCIÓN DE 16% RESPECTO AL 1S11. LOS INGRESOS DE LA COMPAÑÍA DISMINUYERON DEBIDO AL MENOR PRECIO MONOMICO PROMEDIO, EL QUE CONTRARRESTÓ EL AUMENTO DE LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA EXPLICADO POR EL INICIO DEL CONTRATO DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS. POR SU PARTE, LA GENERACIÓN BRUTA SE INCREMENTÓ DEBIDO AL BUEN DESEMPEÑO DE TODO EL PARQUE GENERADOR DE E.CL Y LA CONTRIBUCIÓN DE LAS NUEVAS CENTRALES DE CARBÓN CTA Y CTH.

- **Los ingresos operacionales** del segundo trimestre disminuyeron 15% en comparación al mismo trimestre del año anterior, alcanzando US\$ 281,5 millones; en tanto en el semestre, cayeron un 9% con respecto a 2011, debido fundamentalmente a menores tarifas monómicas promedio.
- **El resultado operacional** del segundo trimestre alcanzó los US\$ 20,6 millones, lo que representa un disminución de 63% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior. En el semestre, el resultado operacional disminuyó un 33%. Esto se explica mayormente por el descalce temporal entre la fecha de inicio del contrato con clientes regulados y la entrada de vigencia del contrato de suministro de combustible asociado a éste, así como también por adecuaciones de tarifas a la nueva realidad del parque generador de la compañía, en el cual la generación a carbón presenta un mayor peso relativo.
- **El EBITDA** del segundo trimestre alcanzó US\$ 51,1 millones, equivalente a una disminución de 38% respecto al mismo trimestre del año anterior. En términos semestrales, la disminución fue de un 16%.
- **La utilidad neta** del segundo trimestre alcanzó US\$6,6 millones lo que representa una caída de 87% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior. En el semestre, la utilidad neta disminuyó un 45% debido al menor resultado operacional y a mayores gastos financieros.
- **La generación de energía** del segundo trimestre aumentó un 16% debido al buen desempeño de todo el parque generador de E.CL y la contribución de las nuevas centrales de carbón CTA y CTH.

Resumen de resultados
(En millones de US\$)

	2T11	2T12	Var %	1S2011	1S2012	Var %
Total ingresos operacionales	330,8	281,5	-15%	632,8	573,6	-9%
Ganancia operacional	55,6	20,6	-63%	109,5	72,9	-33%
EBITDA	81,9	51,1	-38%	161,0	135,2	-16%
Total resultado no operacional	7,6	(12,4)	-263%	(1,1)	(17,2)	1409%
Ganancia después de impuestos	50,1	6,6	-87%	84,1	46,6	-45%
Ganancia por acción	0,05	0,01	-87%	0,08	0,04	-45%
Ventas de energía (Gwh)	1.904	2.216	16%	3.704	4.472	21%
Generación de energía (Gwh)	1.678	2.333	39%	3.267	4.300	32%
Compras de energía al mercado spot (Gwh)	266	34	-87%	555	412	-26%

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 51% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. El 1 de enero de 2012, E.CL comenzó a abastecer la totalidad de las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a IPR GDF Suez, una compañía controlada en un 100% 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.

HECHOS DESTACADOS

➤ **SEGUNDO TRIMESTRE DE 2012:**

- **Pago de dividendos:** el día 16 de mayo de 2012 se pagó un dividendo US\$ 0,0610468011 por acción de acuerdo a lo aprobado en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012. El monto total pagado ascendió a US\$ 64.301.192,40, lo que unido al dividendo provisorio de US\$25 millones pagado en 2011, totalizó un dividendo de US\$89 millones con cargo a la utilidad del ejercicio 2011.
- **GDF Suez adquirió el 30% de IPR GDF Suez (“IPR”):** El 7 de junio de 2012 tras la aprobación de los accionistas de IPR, GDF Suez adquirió el 30% de IPR. Como consecuencia, International Power será una subsidiaria del grupo GDF SUEZ. Es así que con fecha 2 de julio se procedió a deslistar las acciones de IPR de la bolsa de Londres.
- **E-CL inaugura filtro de mangas en central de Tocopilla:** el día 21 de junio con la presencia del Subsecretario de Energía, Sergio del Campo, E-CL inauguró en Tocopilla un nuevo hito en su Plan de Modernización de Centrales. Se trata de la instalación de Filtros de Manga en la unidad 12 (85 MW) de la Central Tocopilla, como parte del plan integral de reducción de emisiones que contempla una inversión total de aproximadamente US \$170 millones.

➤ **PRIMER TRIMESTRE DE 2012:**

- **Inicio de contrato con EMEL:** Con fecha 1 de enero de 2012 comenzó a regir el contrato con EMEL para el suministro de energía a los clientes regulados del SING. Este contrato se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de gas natural licuado (Henry Hub) y el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI).
- **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.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** 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 fue pagado el día 16 de mayo de 2012. El monto total fue de US\$ 64.301.192,40, el que unido al dividendo provisorio de US\$25 millones pagado en 2011, resultó en un dividendo total de US\$89 millones.

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.

Durante el primer trimestre del 2012 el SING se caracterizó por una disminución en el costo marginal promedio mensual, el que registró un promedio de 76,8 US\$/MWh. Esto se debió principalmente a la entrada en operación comercial durante el año anterior de nuevas centrales de generación eléctrica 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 reemplazar generación térmica ineficiente por unidades de última tecnología y menor costo de operación.

Sin embargo, esta tendencia se revirtió en el segundo trimestre debido principalmente a fallas y mantenencias de centrales carboneras pertenecientes a otras compañías generadoras, que causó la necesidad de recurrir a combustibles de mayor costo, incluyendo diesel y GNL a precios vinculados al precio del petróleo. En el mes de abril, el costo marginal promedio fue de 112,6 US\$/MWh, lo que representó una disminución de 14,9% respecto al mismo mes del año anterior, pero un incremento de 45,2% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de mayo, el costo marginal promedió los 111,8 US\$/MWh, lo que representó un incremento de 6,9% respecto al mismo mes del año anterior y una caída de 0,7% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de junio, el costo marginal fue de 133,3 US\$/MWh, lo que representó aumentos de 5,8% respecto al mismo mes del año anterior y de 19,3% respecto al mes 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:

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

Tipo de Combustible	1T 2012		2T 2012		% Variación Tc/T
	GWh	% del total	GWh	% del total	
Hidro	25	1%	19	0%	-23%
Carbón	3.538	86%	3.285	78%	-7%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	n.a
GNL	486	12%	683	16%	41%
Diesel / Petróleo pesado	76	2%	204	5%	169%
Total generación bruta SING	4.124	100%	4.190	100%	2%

Fuente: CDEC-SING

Las siguientes empresas participan en el SING:

<u>Empresa</u>	<u>1T 2012</u>		<u>2T 2012</u>		<u>% Variación Tc/T</u>
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	
AES Gener	-	-	-	-	<i>n.a</i>
Norgener / Angamos	1.357	33%	1.178	28%	-13%
Celta	248	6%	103	2%	-58%
GasAtacama	247	6%	250	6%	1%
E.CL (con CTH al 100%)	2.261	55%	2.642	63%	17%
Otros	11	0%	16	0%	42%
Total generación bruta SING	4.124	100%	4.190	100%	2%

Fuente: CDEC-SING

Durante el segundo trimestre se observó un notorio aumento en la generación de electricidad de E.CL, la que pasó a representar el 63% de la generación en el sistema. Las centrales pertenecientes a AES Gener y la Central Tarapacá de Endesa disminuyeron su participación puesto que estuvieron temporalmente fuera de servicio por fallas y mantenciones programadas. Durante el primer semestre de 2012, la central de AES Gener localizada en la región de Salta, Argentina, no despachó energía al SING. Respecto al comportamiento de la demanda no ha habido variaciones significativas en el trimestre.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados para los periodos finalizados al 30 de Junio de 2012 y 30 de Junio 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

Segundo trimestre de 2012 comparado con el primer trimestre de 2012 y segundo trimestre de 2011

Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	2T 2011		1T 2012		2T 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.....	307,2	91%	215,9	93%	209,1	79%	-3%	-32%
Ventas a clientes regulados.....	-		46,8		40,0		-15%	n.a
Ventas al mercado spot.....	10,6	9%	12,1	7%	12,3	4%	2%	16%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	317,8	96%	274,8	95%	261,4	94%	-5%	-18%
Ventas por distribución de gas.....	1,5	1%	1,0	0%	0,7	0%	-27%	-54%
Otros ingresos operacionales.....	11,5	3%	16,3	4%	19,5	6%	20%	70%
Total ingresos operacionales.....	330,8	100%	292,1	100%	281,5	100%	-4%	-15%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.904	99%	1.726	97%	1.742	77%	1%	-9%
Ventas de energía a clientes regulados.....	-		417		412		-1%	n.a
Ventas de energía al mercado spot.....	-	1%	113	3%	62	5%	-45%	n.a
Total ventas de energía.....	1.904	100%	2.256	100%	2.216	100%	-2%	16%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)⁽²⁾	167		124		123		-1%	-26%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S./MWh)⁽³⁾	-		112		97		-14%	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 segundo trimestre de 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron un 15% comparado con el mismo trimestre del año 2011 y un 4% comparado con el trimestre anterior, principalmente debido a menores tarifas.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$ 261,4 millones, representando caídas de 5% comparado con el trimestre anterior y 18% con respecto a igual trimestre del año 2011. Esto se debió mayormente a la disminución cercana al 30% en la tarifa promedio monómica realizada, la que cayó a niveles de 118 US\$/MWh desde los 167 US\$/MWh observados en el segundo trimestre de 2011. El aumento en la venta física, explicado primordialmente por la incorporación del contrato de suministro con EMEL, no fue suficiente para compensar la caída en tarifas.

Las ventas a clientes no regulados llegaron a los US\$ 209,1 millones, una caída de 3% con respecto al trimestre anterior y de 32% con respecto al segundo trimestre de 2011. La venta física de energía a clientes no regulados aumentó en un 1% en el trimestre principalmente por el inicio del contrato por 40MW con El Tesoro en marzo de este año. La caída de 9% en la venta física a clientes no regulados con respecto al segundo trimestre del año anterior se explica por el término del contrato con Minera Spence en julio de 2011. La tarifa monómica promedio observada de clientes no regulados cayó un 26% comparado con igual período del año anterior, tendiendo a estabilizarse hacia el segundo trimestre en que cayó solo un 1%. 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.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$ 40 millones, representando una caída de un 15%, con respecto al trimestre anterior. Esto se explica por una leve caída en las ventas físicas debida a variaciones propias del negocio de clientes regulados y por disminuciones de tarifa. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 14% con respecto al trimestre anterior debido al reajuste de tarifa aplicado a partir de mayo por variación mayor al 10% en el índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una caída de 45% comparado con el trimestre anterior, lo que aparentemente se contradice con el mayor peso relativo de E.CL en la generación eléctrica en el SING en el segundo trimestre. Sin embargo, se debe destacar que en el segundo trimestre, E.CL registró ventas netas de 28 GWh en el mercado spot, mientras que en el primer trimestre de 2012 y el segundo trimestre de 2011 registró compras netas cercanas a los 265 GWh. Las ventas al mercado spot alcanzaron los US\$ 12,3 millones en el segundo trimestre, cifra similar a la del primer trimestre de este año, debido al mayor costo marginal observado en el segundo trimestre. Cabe destacar que 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 de 2011. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el centro de despacho de carga CDEC.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores.

A partir del primer trimestre de 2012, las estadísticas de ventas físicas de energía y de 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)

	<u>2T 2011</u>		<u>1T 2012</u>		<u>2T 2012</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Amount</u>	<u>% of total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Costos de la operación								
Combustibles.....	(156,6)	60%	(103,1)	45%	(150,6)	60%	46%	-4%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(36,1)	14%	(37,4)	14%	(14,2)	6%	-62%	-61%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(26,0)	10%	(31,6)	12%	(30,2)	12%	-4%	16%
Otros costos directos de la operación	(42,0)	16%	(56,3)	22%	(55,2)	22%	-2%	31%
Total costos directos de ventas.....	(260,7)	95%	(228,4)	95%	(250,3)	96%	10%	-4%
Gastos de administración y ventas.....	(14,5)	5%	(12,3)	5%	(13,1)	5%	7%	-10%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	0%	(0,2)	0%	(0,3)	0%	6%	-17%
Otros ingresos de la operación.....	0,3	0%	1,1	0%	2,7	-1%	136%	827%
Total costos de la operación.....	(275,2)	100%	(239,8)	100%	(260,9)	100%	9%	-5%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.304	72%	1.804	85%	1.872	75%	4%	44%
Gas.....	396	22%	258	12%	548	22%	113%	38%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	96	5%	53	2%	80	3%	50%	-17%
Hidro.....	9	0%	17	1%	11	0%	-34%	22%
Total generación bruta.....	1.805	100%	2.131	100%	2.510	100%	18%	39%
Menos Consumos propios.....	(127)	-7%	(164)	-8%	(177)	-7%	8%	39%
Total generación neta.....	1.678	86%	1.967	84%	2.333	99%	19%	39%
Compras de energía en el mercado spot.....	266	14%	378	16%	34	1%	-91%	-87%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	1.944	100%	2.344	100%	2.367	100%	22%	1%

La generación bruta de electricidad aumentó en un 39% en el segundo trimestre de este año respecto al segundo trimestre de 2011 debido al buen desempeño de nuestro parque generador y 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 18%. En efecto, el segundo trimestre se caracterizó en términos operacionales por el buen desempeño de nuestras centrales, sólo encontrándose indisponibles por mantenimientos programados la U12 (33 días desde el 1 de abril) y la U13 (34 días desde el 13 de junio). Sin embargo el sistema en general presentó varias unidades con fallas no programadas lo que hizo que los costos marginales en este segundo trimestre fuesen un 55% mayores que los del primer trimestre. Todo esto explicó los aumentos, tanto en la generación a carbón, como en la generación con otros combustibles durante el trimestre. La generación con gas registró un aumento de 113%, explicado en parte por la mantención mayor de la U16 que la tuvo 60 días fuera de servicio en el primer trimestre. La generación con petróleo diesel y petróleo pesado aumentó un 50%. Como consecuencia de la mayor participación de E.CL en la generación eléctrica del sistema en el segundo trimestre, las compras en el mercado spot disminuyeron un 91% respecto al trimestre anterior. Esta caída fue más pronunciada debido a que en el primer trimestre de 2012, las compras de energía al mercado spot fueron las más altas de los últimos trimestres debido a la mayor disponibilidad de generación a carbón en el sistema y a la necesidad de abastecer el nuevo contrato con clientes regulados.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el GNL, diesel y costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$ 93,34/bl durante el 2T12. Esto representó una caída trimestral de un 11,20% desde US\$ 102,99/bl en el 1T12 y de un 8,48% anual desde US \$102,0/bl en el 2T11. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo. A pesar de la caída en los precios de los combustibles, el incremento en la partida de combustibles, en especial el aumento de 46% comparado con el primer trimestre, se

debió a la mayor generación con gas y diesel durante el segundo trimestre de 2012. El menor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió principalmente a menores compras físicas.

Los otros costos directos de la operación no mostraron mayores cambios comparados con el trimestre anterior, pero sí un aumento con respecto al año anterior. Entre otras cosas, esto se explica por los 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	2T12	TOTAL
Margén Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	281,3	317,8	271,9	262,3	1.133,2	274,8	261,4	536,2
Costo de combustible.....	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)	(103,1)	(150,6)	(253,7)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)	(37,4)	(14,2)	(51,7)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	114,4	125,1	129,3	112,4	481,1	134,3	96,7	230,9
<i>Margen eléctrico</i>	41%	39%	48%	43%	42%	49%	37%	43%

El cuadro anterior muestra ingresos por ventas de energía y potencia relativamente planos durante los últimos cuatro trimestres; sin embargo, éstos muestran una caída en comparación con el segundo trimestre de 2011, a pesar de las mayores ventas físicas por el nuevo contrato de EMEL. Según lo ya explicado, esto se debió a la caída en las tarifas monómicas promedio por dos razones principales: nuevas tarifas que reflejan el menor costo variable promedio de la nueva mezcla del parque de generación de la compañía y la baja tarifa del contrato de EMEL que se ha visto afectada por los niveles del índice Henry Hub, que se encuentran desacoplados de los precios globales de GNL. La compañía ha suscrito un contrato de suministro de largo plazo de GNL con tarifas indexadas a Henry Hub para abastecer a EMEL; sin embargo, este contrato no se inicia sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Consecuentemente, el margen eléctrico se ha visto mermado por la necesidad de abastecer el contrato de EMEL con compras al mercado spot o generación con GNL a precios indexados al petróleo. Producto principalmente de este descalce temporal y de menores tarifas, la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre presentó una disminución de 28% respecto al trimestre anterior y de 23% comparado con el mismo periodo del año anterior. Respecto al margen eléctrico en términos porcentuales, en el segundo trimestre éste fue de un 37%, la menor cifra del período bajo análisis.

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	2T 2011		1T 2012		2T 2012		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	330,8	100%	292,1	100%	281,5	100%	-4%	-15%
Total costo de ventas	(260,7)	-79%	(228,4)	-78%	(250,3)	-89%	10%	-4%
Ganancia bruta.....	70,0	21%	63,7	22%	31,2	11%	-51%	-55%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(14,2)	-4%	(11,4)	-4%	(10,6)	-4%	-6%	-25%
Ganancia Operacional.....	55,6	17%	52,3	18%	20,6	7%	-61%	-63%
Depreciación y amortización.....	26,3	8%	31,8	11%	30,5	11%	-4%	16%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	0%	-	0%	-	0%	n.a	n.a
EBITDA.....	81,9	25%	84,1	29%	51,1	18%	-39%	-38%

Debido a lo explicado en el párrafo anterior, el EBITDA presenta una caída en comparación con el primer trimestre de 2012 y el segundo trimestre de 2011. El margen EBITDA fue de un 18% en el segundo trimestre del

año 2012, margen inferior al primer trimestre de este año, que fue de un 29%, y al mismo periodo del año anterior, que fue de un 25%.

Resultados financieros

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	2T 2011		1T 2012		2T 2012		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos		
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	1,2	0%	0,9	0%	0,4	0%	-51%	-64%
Gastos financieros.....	(4,1)	-1%	(11,4)	-4%	(11,1)	-4%	-2%	170%
Diferencia de cambio.....	10,6	4%	5,8	2%	(1,2)	0%	-120%	-111%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0%	(0,1)	0%	(0,5)	0%	389%	222%
Total resultado no operacional	7,6	3%	(4,8)	-2%	(12,4)	-4%	158%	-263%
Ganancia antes de impuesto.....	63,0	21%	47,5	16%	8,2	3%	-83%	-87%
Impuesto a las ganancias.....	(12,9)	-4%	(7,4)	-3%	(1,7)	-1%	-78%	-87%
Ganancia después de impuestos.....	50,1	17%	40,1	14%	6,6	2%	-84%	-87%
Ganancia por acción.....	0,048	0%	0,038	0%	0,006	0%	-84%	-87%

La ganancia neta después de impuesto alcanzó los US\$ 6,6 millones en el segundo trimestre de 2012, representando ganancias de US\$ 0,006 por acción. Esto equivale a una disminución de un 84% en relación al primer trimestre del año.

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto al trimestre anterior. El aumento de gastos financieros con respecto al mismo periodo del año anterior se debió a que los gastos financieros asociados al financiamiento de proyecto de CTA dejaron de ser activados a partir del 15 de julio, luego de la entrada en operación comercial del proyecto.

La pérdida de cambio alcanzó US\$ 1,2 millones, lo que contrasta con utilidades de cambio de US\$ 5,8 millones en el trimestre anterior y de US\$ 10,6 millones en el mismo trimestre del año anterior. La pérdida por diferencias de cambio se originó por el efecto de una depreciación del peso en el trimestre (1.4% comparado con 1T12 y 5.7% comparado con 2T11) sobre ciertos activos en pesos.

Primer semestre de 2012 comparado con el primer semestre de 2011

Ingresos operacionales

Información a junio 2012						
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						
	6M2011		6M2012		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	574,6	96%	425,0	79%	(149,5)	-26%
Ventas a clientes regulados.....	-	0%	86,7	0%	-	-
Ventas al mercado spot.....	24,5	4%	24,4	5%	(0,1)	0%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	599,0	95%	536,2	93%	(62,9)	-10%
Ventas por distribución de gas.....	3,0	0%	1,6	0%	(1,4)	-45%
Otros ingresos operacionales.....	30,8	5%	35,8	6%	5,0	16%
Total ingresos operacionales.....	632,8	100%	573,6	100%	(59,2)	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	3.704	100%	3.468	78%	(236)	-6%
Ventas de energía a clientes regulados.....	-	0%	829	19%	829	-
Ventas de energía al mercado spot.....	0	0%	176	4%	175	-
Total ventas de energía.....	3.704	100%	4.472	100%	768	21%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	161,7		123,4		(38,4)	-24%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)⁽³⁾	-		104,6		-	-

(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 semestre de 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron un 9% comparado con el mismo semestre de 2011.

Las ventas a clientes regulados, que comenzaron en 2012, llegaron a los US\$ 86,7 millones; sin embargo, no alcanzaron a compensar la caída de 26% en las ventas a clientes no regulados, las cuales alcanzaron los US\$ 425 millones. Como resultado, los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron un 10% con respecto al mismo semestre del año anterior. Esto se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados.

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 829 GWh en el semestre. Por otra parte, durante el primer trimestre las ventas físicas 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 que no ha logrado compensar el término del contrato con Minera Spence en julio de 2011. Nuestro parque generador mostró un buen desempeño operacional en el primer semestre. No se registraron fallas relevantes, sino mantenencias programadas de la U16, la U12 y la U13. Debido a esto y a la indisponibilidad de otras centrales del sistema, E.CL registró ventas al mercado spot por 176 GWh. Si bien en el primer semestre del año anterior, no hubo ventas físicas de energía al mercado spot, sí se registraron ventas al mercado spot por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el centro de despacho de carga CDEC.

Las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 24% con respecto al primer semestre de 2011, 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.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantenimiento de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores.

Costos operacionales

Información a Junio 2012

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

	6M - 2011		6M - 2012		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(282,0)	56%	(253,7)	53%	28,3	-10%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(77,5)	16%	(51,7)	11%	25,9	-33%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(50,9)	10%	(61,8)	13%	(10,9)	21%
Otros costos directos de la operación	(88,8)	18%	(111,5)	23%	(22,7)	26%
Total costos directos de ventas.....	(499,2)	95%	(478,6)	96%	20,6	-4%
Gastos de administración y ventas.....	(24,5)	5%	(25,3)	5%	(0,9)	4%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	0%	(0,5)	0%	0,1	-16%
Otros ingresos.....	1,0	0%	3,8	-1%	2,9	299%
Total costos de la operación.....	(522,8)	100%	(500,6)	100%	22,2	-4%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	2.471	71%	3.676	79%	1.205	49%
Gas.....	787	23%	805	17%	18	2%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	215	6%	133	3%	(82)	-38%
Hidro.....	22	1%	28	1%	6	27%
Total generación bruta.....	3.495	100%	4.641	100%	1.147	33%
Menos Consumos propios.....	(227)	-7%	(341)	-7%	(114)	50%
Total generación neta.....	3.267	85%	4.300	91%	1.032	32%
Compras de energía en el mercado spot.....	555	15%	412	9%	(143)	-26%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	3.822	100%	4.712	100%	889	23%

Nuestra generación bruta registró un incremento de 33% en el primer semestre del año en comparación con el primer semestre de 2011, debido a la mayor generación de nuestras nuevas y eficientes unidades carboneras CTA y CTH. La generación en base a carbón aumentó desde 71% a un 79% de la generación total de E.CL, desplazando a la generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado. Cabe destacar la disponibilidad de todas nuestras centrales a carbón, con la excepción de las mantenciones programadas de las unidades 12 y 13. Sin embargo, el sistema en general presentó varias unidades con fallas no programadas. Si bien nuestra generación con GNL disminuyó en el primer trimestre debido a la mantención mayor de la Unidad 16 y ventas de gas a generadores en el SIC, en el segundo trimestre ésta aumentó, ayudando a compensar la indisponibilidad de otras centrales carboneras. Todo esto explicó los aumentos en nuestra generación con carbón y gas durante el periodo.

Pese al incremento de la generación bruta y los precios relativamente estables de los combustibles (WTI promedió US\$98,17/bl en el 1S12 vs. US\$97,7/bl en 1S11), el costo de combustibles disminuyó principalmente por el uso de una mezcla de combustibles de menor costo. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot también disminuyó debido a las menores compras físicas y la caída en el costo marginal promedio en especial en el primer trimestre de 2012.

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.

Resultado operativo

Información a Junio 2012

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

EBITDA	6M- 2011		6M- 2012		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	632,8	100%	573,6	100%	(59,2)	-9%
Total costo de ventas	(499,2)	-79%	(478,7)	-83%	20,5	-4%
Ganancia bruta.....	133,6	21%	94,9	17%	(38,7)	-29%
Total selling, general and administrative expenses and other operating income/(costs).	(24,1)	-4%	(22,0)	-4%	2,1	-9%
Ganancia Operacional.....	109,5	17%	72,9	13%	(36,6)	-33%
Depreciacion and amortization.....	51,5	8%	62,3	11%	10,8	21%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	-
EBITDA.....	161,0	25%	135,2	24%	(25,8)	-16%

En el primer semestre, el EBITDA alcanzó US\$ 135,2 millones, una disminución de 16% con respecto al mismo semestre del año anterior. Esto se debió principalmente a la caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados y a menores tarifas cobradas a clientes regulados producto de los bajos niveles de precios del GNL según el indicador Henry Hub. Si bien E.CL suscribió un contrato de abastecimiento de GNL de largo plazo también indexado a Henry Hub, éste último contrato no se inicia sino hacia fines de 2012, mientras que el contrato con EMEL se inició en enero de 2012. Este descalce temporal asociado al contrato con clientes regulados contribuyó a la caída del resultado operacional del primer semestre de 2012.

Resultados financieros

Información a Junio 2012

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

Resultados no operacionales	6M- 2011		6M- 2012		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros.....	2,2	0%	1,3	0%	(0,9)	-40%
Gastos financieros.....	(7,8)	-1%	(22,5)	-2%	(14,7)	188%
Diferencia de cambio.....	4,8	1%	4,6	1%	(0,1)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,3)	0%	(0,6)	0%	(0,3)	87%
Total resultado no operacional	(1,1)	0%	(17,2)	-2%	(16,0)	1409%
Ganancia antes de impuesto.....	108,3	14%	55,7	6%	(52,6)	-49%
Impuesto a las ganancias.....	(24,2)	-3%	(9,1)	-1%	15,1	-62%
Ganancia después de impuestos.....	84,1	10%	46,6	5%	(37,5)	-45%
Ganancia por acción.....	0,080		0,044		(0,036)	-45%

Los gastos financieros muestran un incremento de US\$ 14,7 millones debido a los gastos financieros del financiamiento de proyecto de CTA que dejaron de activarse a contar del inicio de la operación comercial del proyecto, el 15 de julio de 2011.

La utilidad de cambio alcanzó US\$ 4,6 millones, lo que es similar a la utilidad del semestre del año anterior.

Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$ 37,5 millones comparado con el primer semestre del año anterior, llegando a los US\$ 46,6 millones, principalmente debido al menor resultado operacional y los mayores gastos financieros. La tasa de impuestos disminuyó de 20% a 18,5%, con lo que se obtuvo ganancias después de impuestos de US\$ 0,044 por acción.

Liquidez y recursos de capital

A fines de junio de 2012, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$ 172,4 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto-plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$ 680,1 millones, de la cual sólo US\$ 10,1 millones tienen vencimiento dentro de un año.¹

	Información a Junio 2012	
	(En millones de US\$)	
Estado de flujo de efectivo	<u>2011</u>	<u>2012</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	172,4	126,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(54,8)	(106,1)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(112,2)</u>	<u>(67,3)</u>
Cambio en el efectivo	<u>5,4</u>	<u>(47,4)</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 junio de 2012 y de 2011 ascendieron a los US\$ 78,9 millones y US\$ 67,2 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.

Inversiones en activos fijos

Información a Junio 2012

(En millones de US\$)

CAPEX	<u>2011</u>	<u>2012</u>
CTA.....	21,6	9,9
CTH ⁽¹⁾	17,9	18,3
Central Tamaya.....	-	-
Subestación El Cobre substation y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	-	8,0
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	6,2	13,0
Mejoras Medioambientales	2,7	16,0
Otros	18,8	13,7
Total inversión en activos fijos	<u>67,2</u>	<u>78,9</u>

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

Con una inversión cercana a los US\$ 170 millones E-CL lleva a cabo el Proyecto de Reducción de Emisiones (CAPEX medioambiental), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental, y reducir a niveles -incluso más bajos que los exigidos por la ley- el material particulado y los gases que se emiten a la atmósfera de sus centrales termoeléctricas. En junio de 2012, E-CL inauguró el filtro de mangas instalado en la unidad 12 de la Central Tocopilla, zona en que la inversión totalizará una cifra cercana a los US\$ 100 millones.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el primer semestre de 2012 fueron las siguientes:

- El día 15 de enero de 2012, E.CL pagó intereses del bono 144-A por la cantidad de US\$ 11,25 millones.
- El 16 de mayo de 2012, E.CL pagó dividendos por un monto de US\$ 62,3 millones, con cargo a las utilidades del año 2011.
- El día 15 de junio de 2012, CTA pagó la tercera cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$ 3,3 millones más los intereses devengados en el período.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio 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 al 30/6/12

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.....	280,1	7,4	19,8	24,8	228,1
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	0,3	-	0,2	0,0	0,1
Intereses devengados.....	11,0	11,0	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	37,9	-	-	-	37,9
Total	729,3	18,4	19,9	24,8	666,1

Al 30 de junio de 2012, la deuda bancaria 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\$ 280,1 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes comenzando el 15 de junio de 2011 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.

Otras deudas incluyen US\$ 0,3 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$ 37,9 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 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.

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

Dividendos efectivamente pagados por ECL en 2010, 2011 y 2012

<u>Fecha de Pago</u>	<u>Tipo de Dividendo</u>	<u>Monto</u> <u>(en millones de US\$)</u>	<u>US\$ por acción</u>
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 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 y al 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, dicho contrato no comenzará a regir sino hasta el cuarto trimestre 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.

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. 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 30 de junio de 2012, un 93% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$ 680,1 millones, estaba a tasa fija. El 7% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

Al 30 de Junio de 2012
Vencimiento contractual
(En millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>Porción</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016 y más</u>	<u>Porción</u>	<u>TOTAL</u>
		<u>corriente- 2012</u>					<u>largo plazo</u>	
Tasa Fija	Tasa fija base según swap de							
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2.50% ⁽¹⁾	2,5	7,2	7,8	9,5	202,2	223,1	229,2
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0	400,0
Tasa variable								
(US\$)	LIBOR (180) + 2.50% p.a. ⁽¹⁾	0,6	1,6	1,7	2,1	44,9	49,6	50,9
Total ⁽²⁾		3,0	8,8	9,6	11,6	647,1	677,1	680,1

(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.

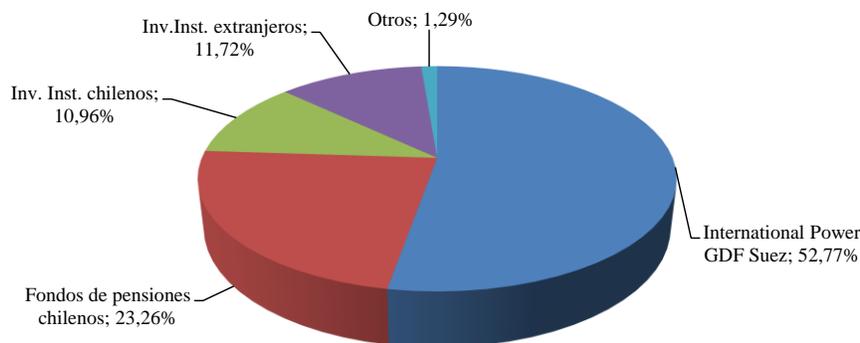
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

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 30 de junio de 2012

N° de accionistas: 1.966



N°TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Física (en GWh)					
	<u>2011</u>			<u>2012</u>		
	<u>1T11</u>	<u>2T11</u>	<u>1S11</u>	<u>1T12</u>	<u>2T12</u>	<u>1S12</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.800	1.904	3.704	1.726	1.742	3.468
Ventas de energía a clientes regulados	-	-	-	417	412	829
Ventas de energía al mercado spot	0	-	0	113	62	176
Total ventas de energía.....	1.800	1.904	3.704	2.256	2.216	4.472
Generación bruta por combustible			-			
Carbón.....	1.167	1.304	2.471	1.804	1.872	3.676
Gas.....	391	396	787	258	548	805
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	119	96	215	53	80	133
Hidro.....	13	9	22	17	11	28
Total generación bruta.....	1.689	1.805	3.495	2.131	2.510	4.641
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(100,1)	(127,1)	(227,2)	(164,3)	(176,9)	(341,2)
Total generación neta.....	1.589	1.678	3.267	1.967	2.333	4.300
Compras de energía en el mercado spot	289	266	555	378	34	412
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	1.878	1.944	3.822	2.344	2.367	4.712

Estado de resultados trimestrales
(En millones de US\$)

IFRS	2011			1T12	2T12	1S12
	1T11	2T11	1S11			
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....				46,8	40,0	86,7
Ventas a clientes no regulados.....	267,4	307,2	574,6	215,9	209,1	425,0
Ventas al mercado spot y ajustes.....	13,9	10,6	24,5	12,1	12,3	24,4
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	281,3	317,8	599,0	274,8	261,4	536,2
Ventas por distribución de gas.....	1,5	1,5	3,0	1,0	0,7	1,6
Otros ingresos operacionales.....	19,3	11,5	30,8	16,3	19,5	35,8
Total ingresos operacionales.....	302,1	330,8	632,8	292,1	281,5	573,6
Costos de la operación						
Combustibles.....	(125,4)	(156,6)	(282,0)	(103,1)	(150,6)	(253,7)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y	(41,5)	(36,1)	(77,5)	(37,4)	(14,2)	(51,7)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(24,9)	(26,0)	(50,9)	(31,6)	(30,2)	(61,8)
Otros costos directos de la operación	(46,8)	(42,0)	(88,8)	(56,3)	(55,2)	(111,5)
Total costos directos de ventas.....	(238,5)	(260,7)	(499,2)	(228,4)	(250,3)	(478,7)
Gastos de administración y ventas.....	(10,0)	(14,5)	(24,5)	(12,3)	(13,1)	(25,3)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,6)	(0,2)	(0,3)	(0,5)
Otros ingresos de la operación.....	0,7	0,3	1,0	1,1	2,7	3,8
Total costos de la operación.....	(248,1)	(275,2)	(522,8)	(239,8)	(260,9)	(500,7)
Ganancia operacional.....	54,0	55,6	109,5	52,3	20,6	72,9
EBITDA.....	79,2	81,9	161,0	84,1	51,1	135,2
Ingresos financieros.....	1,0	1,2	2,2	0,9	0,4	1,3
Gastos financieros.....	(3,7)	(4,1)	(7,8)	(11,4)	(11,1)	(22,5)
Diferencia de cambio.....	(5,9)	10,6	4,8	5,8	(1,2)	4,6
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,1)	(0,5)	(0,6)
Total resultado no operacional	(8,7)	7,6	(1,1)	(4,8)	(12,4)	(17,2)
Ganancia antes de impuesto.....	45,3	63,0	108,3	47,5	8,2	55,7
Impuesto a las ganancias.....	(11,3)	(12,9)	(24,2)	(7,4)	(1,7)	(9,1)
Ganancia después de impuestos.....	34,0	50,1	84,1	40,1	6,6	46,6
Ganancia por acción.....	0,032	0,048	0,080	0,038	0,006	0,044

Balance Trimestral

(En millones de US\$)

	2011		2012	
	31-Mar-11	30-Jun-11	31-Mar-12	30-Jun-12
Activo corriente				
Efectivo y efectivo equivalente (1)	156,8	163,4	233,6	172,4
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	240,6	231,4	244,9	260,1
Impuestos por recuperar	44,5	30,2	58,1	29,3
Otros activos corrientes	272,1	199,6	192,8	200,4
Total activos corrientes	713,9	624,6	729,5	662,2
Activos no corrientes				
Propiedades, planta y equipos - neto	1.753,1	1.739,9	1.788,5	1.804,9
Otros activos no corrientes	403,5	407,6	375,7	375,5
TOTAL ACTIVO	2.870,5	2.772,1	2.893,7	2.842,5
Pasivos corrientes				
Deuda financiera	64,3	66,0	12,5	18,0
Otros pasivos corrientes	308,7	218,4	301,0	276,3
Total pasivos corrientes	373,0	284,3	313,5	294,3
Pasivos no corrientes				
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	659,9	663,3	686,0	689,1
Otros pasivos de largo plazo	180,8	187,2	185,7	184,8
Total pasivos no corrientes	840,7	850,5	871,7	873,9
Patrimonio	1.656,8	1.637,2	1.708,5	1.674,3
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.870,5	2.772,1	2.893,7	2.842,5

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

CONFERENCIA TELEFONICA 1S12

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio de 2012, el día viernes 3 de agosto de 2012 a las 11:00 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.: #11457290, 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.: #11457290. La repetición estará disponible hasta el día 10 de agosto de 2012.