

EL EBITDA ALCANZÓ US\$ 81 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE Y US\$ 242 MILLONES EN EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EN SEPTIEMBRE DE 2011. LA UTILIDAD OPERACIONAL Y EL EBITDA PERMANECIERON ESTABLES; SIN EMBARGO, LAS VARIACIONES EN EL TIPO DE CAMBIO Y LOS MAYORES GASTOS FINANCIEROS DEL TRIMESTRE AFECTARON LA UTILIDAD NETA OBTENIDA EN ESTE PERIODO. POR OTRA PARTE, CENTRAL TERMOELÉCTRICA HORNITOS (“CTH”) DIO COMIENZO A SU OPERACIÓN COMERCIAL EL 5 DE AGOSTO DE 2011, CON LO QUE YA SE ENCUENTRAN OPERANDO LAS DOS NUEVAS CENTRALES A CARBÓN DE E.CL POR UN TOTAL DE 330MW.

HECHOS DESTACADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2011:

- **Inicio operación comercial: Central Termoeléctrica Hornitos (CTH)**, nuestra central carbonera con capacidad bruta de 165 MW y tecnología de lecho fluidizado, comenzó su operación comercial el día 5 de agosto de 2011. Luego de este hito, tanto CTA como CTH han operado en régimen comercial, aportando el equivalente a 330MW de generación bruta al SING.
- **Dividendos provisorios:** El 25 de agosto E.CL pagó un dividendo provisorio de US\$ 25 millones con cargo a las utilidades del año 2011.
- **Proceso de reestructuración societaria:** Con fecha 11 de octubre de 2011, E-CL informó el inicio del proceso de reestructuración societaria mediante el cual, con fecha 30 de noviembre de 2011, adquirirá por división y fusión la totalidad de los activos, pasivos y patrimonio de su filial Electroandina S.A., con excepción de sus activos portuarios, los que permanecerán en esta última sociedad.

HECHOS POSTERIORES:

- **Cobro boletas de garantía (Performance Bonds):** CTA Y CTH presentaron a cobro los Performance Bonds para obtener el pago de las respectivas penalidades por los atrasos incurridos por el contratista en la construcción de las unidades de generación, que en el caso de CTA ascienden a US\$49,4 millones y en el caso de CTH a US\$ 46,1 millones. Con fecha 18 de octubre, CTA y CTH recibieron de los bancos extranjeros Santander y Bankia el cobro de esas boletas de garantía.

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 2010, E.CL mantenía un 49% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. En 2009 E.CL fue adjudicado, a partir de 2012, 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.

ANTECEDENTES GENERALES

La empresa 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 ha caracterizado durante el año 2011 por la generación en régimen de prueba y posterior entrada en operación comercial de nuevos proyectos carboneros eficientes. Estos incluyen las unidades Central Termoeléctrica Andina (CTA) y Central Termoeléctrica Hornitos (CTH), de propiedad de E.CL, cada una con 165MW, y las unidades Angamos I y II, de propiedad de AES Gener, cada una con 264 MW. Angamos I y CTA iniciaron sus operaciones comerciales en los meses de abril y julio, respectivamente. Por su parte, CTH inició su operación comercial el día 5 de agosto. En tanto, Angamos II inició recientemente su operación comercial en octubre de este año. La necesidad de contar con generación de respaldo más otros costos asociados con nuevas unidades en prueba, que desplazan la generación de las unidades en operación comercial, incrementaron temporalmente los costos marginales a los cuales se efectuaron las compras en el mercado spot. Sin embargo, en el tercer trimestre se observó una disminución en los costos marginales, debido principalmente a la entrada en operación comercial de estas nuevas centrales a carbón y a la caída en la demanda producida por el conflicto laboral en una de las grandes compañías mineras de la región. Cabe hacer notar la disminución progresiva de la generación a partir de gas natural de menor costo proveniente de Argentina, la que ha sido reemplazada por generación a partir de GNL disponible en el sistema a contar de mayo de 2010.

Desde fines del mes de julio 2011, los costos marginales del sistema han disminuido significativamente como resultado de dos factores principales: (i) la baja en el costo medio de generación del sistema a raíz de la entrada de nuevas centrales a carbón más eficientes y (ii) una caída temporal en la demanda de compañías mineras en julio y agosto explicada por conflictos laborales y factores climáticos.

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación por tipo de combustible:

Tipo de Combustible	Generación por Tipo de Combustible (en GWh)						Var. T c/T	
	1T 2011		2T 2011		3T 2011		Monto	%
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total		
Hidro	20	1%	17	0%	16	0%	(1)	-5%
Carbón	2.266	61%	2.851	71%	3.012	77%	161	6%
Gas Argentino (AES Gener)	327	9%	67	2%	51	1%	(16)	-24%
GNL	845	23%	869	22%	804	20%	(66)	-8%
Diesel / Petróleo pesado	275	7%	217	5%	55	1%	(162)	-75%
Total generación bruta SING	3.734	100%	4.020	100%	3.937	100%	(83)	-2%

Fuente: CDEC-SING

Las siguientes empresas participan en el SING:

<u>Empresa</u>	<u>Generación por Empresa (en GWh)</u>						<u>Var. T c/T</u>	
	<u>1T 2011</u>		<u>2T 2011</u>		<u>3T 2011</u>		<u>Monta</u>	<u>%</u>
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>		
AES Gener	327	9%	67	2%	51	1%	(16)	-24%
Norgener / Angamos	778	21%	1.037	26%	1.165	30%	127	12%
Celta	268	7%	247	6%	239	6%	(8)	-3%
Gas Atacama	595	16%	578	14%	471	12%	(107)	-19%
E.CL (con CTH al 100%)	1.746	47%	2.070	52%	1.998	51%	(72)	-3%
Otros	21	1%	19	0%	12	0%	(6)	-33%
Total generación bruta SING	3.734	100%	4.018	100%	3.937	100%	(82)	-2%

Fuente: CDEC-SING

La generación de la central Salta de AES Gener se ha mantenido en niveles similares al segundo trimestre, debido a los consumos de gas y electricidad en Argentina en la época de invierno, lo cual afecta fuertemente las exportaciones a Chile. 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.

Los menores niveles de generación de electricidad en el SING en el tercer trimestre se explicaron por la menor demanda de electricidad causada por la paralización de faenas en Minera Escondida a raíz de un conflicto laboral durante principios del mes de agosto.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados para los trimestres finalizados al 30 de Septiembre de 2011 y 30 de septiembre de 2010, 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

Tercer trimestre de 2011 comparado con el segundo trimestre de 2011 y tercer trimestre de 2010

Ingresos operacionales

	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	3T 2010		2T 2011		3T 2011		% 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.....	247,9	91%	307,2	97%	252,0	93%	-18%	2%
Ventas al mercado spot.....	23,4	9%	10,6	3%	19,9	7%	88%	-15%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	271,3	96%	317,8	96%	271,9	95%	-14%	0%
Ventas por distribución de gas.....	3,3	1%	1,5	0%	1,2	0%	-20%	-63%
Otros ingresos operacionales.....	8,7	3%	11,5	3%	11,8	4%	3%	36%
Total ingresos operacionales.....	283,3	100%	330,8	100%	284,9	100%	-14%	1%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados.....	1.859	99%	1.904	100%	1.828	97%	-4%	-2%
Ventas de energía al mercado spot.....	22	1%	-	0%	60	3%	n.a.	175%
Total ventas de energía.....	1.881	100%	1.904	100%	1.889	100%	-1%	0%
Precio promedio monómico realizado (U.S.\$/MWh)⁽¹⁾	144	-	167	-	144	-	-14%	0%

(1) Incluye 60% de las ventas de CTH.

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

En el tercer trimestre de 2011 los ingresos totales de la operación disminuyeron en un 14% comparado con el trimestre anterior y aumentaron un 1% comparado con el mismo trimestre del año anterior.

Esta disminución del 14% respecto al trimestre anterior está explicada principalmente por la caída de 18% en los ingresos por ventas a clientes no regulados. Ésta se explica por menores ventas físicas de 4% comparado con el trimestre anterior debido al término de contrato con Minera Spence en julio, así como también por una importante caída en la tarifa monómica promedio (14%), debido a la entrada de CTA y CTH que implicó el inicio de contratos de suministro a tarifas vinculadas al costo de generación con carbón, produciendo un cambio en la mezcla de combustibles utilizados en la generación. Esta caída fue parcialmente compensada por un incremento de 88% en las ventas al mercado spot, incluyendo las ventas spot de CTA y de CTH, cuyos ingresos y costos habían sido capitalizados en periodos anteriores sin afectar 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.

Por su parte, los otros ingresos de la operación, que incluyen peajes de nuestros activos de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores a precios cercanos al costo, aumentaron un 3% comparativamente al trimestre anterior y 36% respecto al año anterior debido a mayores ventas de peajes a Minera Esperanza.

En el tercer trimestre las ventas de energía física y la generación presentadas en el cuadro anterior y los siguientes incluyen los ingresos y costos asociados a CTA y CTH, considerando el 60% de las ventas y generación de CTH bajo su contrato de suministro.

Costos operacionales

Información Trimestral									
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)									
	3T 2010		2T 2011		3T 2011		% Variación		
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A	
Costos de la operación									
Combustibles.....	(132,5)	62%	(156,6)	60%	(124,1)	55%	-21%	-6%	
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(15,8)	7%	(36,1)	14%	(18,5)	7%	-49%	17%	
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(23,5)	11%	(26,0)	10%	(32,1)	12%	23%	37%	
Otros costos directos de la operación	(42,4)	20%	(42,0)	16%	(51,0)	20%	21%	20%	
Total costos directos de ventas.....	(214,3)	96%	(260,7)	95%	(225,8)	95%	-13%	5%	
Gastos de administración y ventas.....	(9,8)	4%	(14,5)	5%	(10,5)	4%	-27%	8%	
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	-8%	-5%	
Otros ingresos de la operación.....	0,6	0%	0,3	0%	0,3	0%	-12%	-57%	
Total costos de la operación.....	(223,7)	100%	(275,2)	100%	(236,9)	100%	-14%	6%	
Estadísticas físicas (en GWh)									
Generación bruta de electricidad.....									
Carbón.....	1.367	70%	1.304	72%	1.508	79%	16%	10%	
Gas.....	396	19%	396	22%	342	18%	-14%	-14%	
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	175	8%	96	5%	39	2%	-59%	-78%	
Hidro.....	11	1%	9	0%	8	0%	-8%	-22%	
Total generación bruta.....	1.949	100%	1.805	100%	1.897	100%	5%	-3%	
Menos Consumos propios.....	(128)	-7%	(127)	-7%	(150)	-8%	18%	17%	
Total generación neta.....	1.820	97%	1.678	86%	1.747	90%	4%	-4%	
Compras de energía en el mercado spot.....	61	3%	266	14%	196	10%	-26%	222%	
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	1.881	97%	1.944	100%	1.943	100%	0%	3%	

La generación bruta de electricidad aumentó en un 5% en el tercer trimestre de este año debido a la mayor generación de parte de nuestras nuevas y más eficientes unidades carboneras CTH y CTA las que comenzaron su operación comercial en este tercer trimestre (julio y agosto respectivamente). Esto explica el aumento en la generación a carbón durante el trimestre, la cual desplazó generación con otros combustibles, registrándose una disminución de 14% en la generación con gas y de 59% en la generación con petróleo diesel y petróleo pesado.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el GNL, diesel y costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$ 89,85/bl durante el 3T11. Esto representa una disminución trimestral de un 12% desde US\$ 102/bl en el 2T11 y un alza de un 18% anual desde US\$ 75,76/bl en el 3T10. En tanto, el precio del carbón no ha experimentado fluctuaciones importantes en el periodo. Es así que las caídas en los precios y la mayor generación a carbón por la puesta en marcha de las nuevas unidades se traducen en un menor costo de la mezcla de combustible utilizada durante el tercer trimestre de 2011, lo cual se reflejó en la caída en la partida de Combustibles. A su vez, el inicio de la depreciación sobre las recientes inversiones en CTA y CTH y en activos de transmisión llevó a un aumento en la depreciación.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por un pago en este periodo de un bono por término de negociación colectiva en Electroandina así como también por mayores servicios a terceros, concepto que incluye los costos de mantenimiento de las centrales. En el caso de CTA y CTH, estos costos eran

activados hasta su entrada en operación comercial y a partir del tercer trimestre comenzaron a registrarse como costos de operación en el estado de resultados.

	2010					2011			
	1T10	2T10	3T10	4T10	Total	1T11	2T11	3T11	Total
Margén Eléctrico									
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	224,1	248,7	271,3	268,4	1.012,5	281,3	317,8	271,9	871,0
Costo de combustible.....	(103,5)	(130,4)	(132,5)	(137,5)	(503,9)	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(406,1)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(16,9)	(10,1)	(15,8)	(32,1)	(74,9)	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(96,1)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	103,7	108,3	122,9	98,8	433,7	114,4	125,1	129,3	368,8
Margen eléctrico	46%	44%	45%	37%	43%	41%	39%	48%	42%

La Utilidad bruta del negocio de generación de electricidad presenta una mejoría, tanto en términos trimestrales como anuales, con un incremento en el margen eléctrico en términos porcentuales.

Resultado operativo

EBITDA	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	3T 2010		2T 2011		3T 2011		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	283,3	100%	330,8	100%	284,9	100%	-14%	1%
Total costo de ventas	(214,3)	-76%	(260,7)	-79%	(225,8)	-79%	-13%	5%
Ganancia bruta.....	69,0	24%	70,0	21%	59,1	21%	-16%	-14%
Total selling, general and administrative expenses and other operating income/(costs).	(9,5)	-3%	(14,5)	-4%	(10,5)	-4%	-27%	11%
Ganancia Operacional.....	59,5	21%	55,6	17%	48,6	17%	-13%	-18%
Depreciation and amortization.....	23,8	8%	26,3	8%	32,4	11%	23%	36%
EBITDA.....	83,3	29%	81,9	25%	81,0	28%	-1%	-3%

La ganancia bruta presenta una caída tanto en términos trimestrales como anuales; no obstante, en términos porcentuales (21%) se mantiene estable respecto al trimestre anterior pero es inferior al margen del mismo periodo del año 2010 que fue de un 24%.

A su vez, el menor gasto de administración y ventas, asociado a algunas reclasificaciones puntuales del periodo y a los efectos de las variaciones del tipo de cambio sobre los costos denominados en pesos, compensó el menor margen bruto, con lo que se obtuvo un margen operacional en términos porcentuales de un 17%. En tanto el incremento de la depreciación y amortización en el trimestre provocó una mejora del margen EBITDA en términos porcentuales, llegando a un 28%. El EBITDA se mantuvo estable en US\$81 millones respecto a los periodos anteriores.

Resultados financieros

Información Trimestral

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

	3T 2010		2T 2011		3T 2011		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	1,2	0%	1,2	0%	0,9	0%	-25%	-23%
Gastos financieros.....	(3,1)	-1%	(4,1)	-1%	(10,2)	-4%	148%	230%
Diferencia de cambio.....	21,2	7%	10,6	3%	(13,5)	-5%	n.a.	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	2,3	1%	(0,2)	0%	(0,5)	0%	172%	-120%
Total resultado no operacional	21,6	8%	7,6	2%	(23,2)	-8%	n.a.	n.a.
Ganancia antes de impuesto.....	81,2	29%	63,0	19%	25,4	9%	-60%	-69%
Impuesto a las ganancias.....	(11,0)	-4%	(12,9)	-4%	(5,4)	-2%	-58%	-50%
Ganancia después de impuestos.....	70,2	25%	50,1	15%	19,9	7%	-60%	-72%
Ganancia por acción.....	0,066		0,048		0,019		-60%	-71%

La ganancia neta después de impuesto alcanzó los US\$ 19,9 millones en el tercer trimestre de 2011, representando ganancias de US\$ 0,019 por acción. Esto equivale a una disminución de un 60% en relación al segundo trimestre de 2011, y de un 71% en relación al tercer trimestre de 2010, explicado principalmente por las pérdidas por diferencia de cambio y los mayores gastos financieros. La pérdida por diferencia de cambio se origina en la abrupta apreciación del dólar en septiembre, la que afectó el valor en dólares de ciertas partidas del activo denominadas en pesos, tales como el IVA por recuperar por CTA y CTH y cuentas por cobrar a clientes. La pérdida de cambio alcanzó US\$ 13,5 millones, lo que contrasta con utilidades de cambio de US\$ 10,6 millones el trimestre anterior y de US\$ 21,2 millones en el mismo trimestre del año 2010. Si bien no hubo aumento en el endeudamiento durante el trimestre; por el contrario, disminuyó en US\$50 millones a raíz del pago del préstamo con Banco Santander, los gastos financieros aumentaron de US\$ 4,1 millones en el segundo trimestre a US\$ 10,2 millones en el tercer trimestre debido a que los gastos financieros asociados al financiamiento de proyecto de CTA dejaron de ser capitalizados a partir de julio, luego de la entrada en operación comercial del proyecto.

Nueve meses terminados en septiembre de 2011 comparado con nueve meses terminados en septiembre de 2010

Ingresos operacionales

Información a septiembre 2011

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

	9M2010		9M2011		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	708,5	95%	826,6	95%	118,1	17%
Ventas al mercado spot.....	35,6	5%	44,4	5%	8,8	25%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	744,1	93%	871,0	95%	126,9	17%
Ventas por distribución de gas.....	7,4	1%	4,2	0%	(3,2)	-43%
Otros ingresos operacionales.....	50,7	6%	42,5	5%	(8,2)	-16%
Total ingresos operacionales.....	802,2	100%	917,7	100%	115,5	14%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	5.337	98%	5.532	99%	195	4%
Ventas de energía al mercado spot.....	117	2%	60	1%	(56)	-48%
Total ventas de energía.....	5.454	100%	5.592	100%	139	3%
Precio promedio monómico realizado (U.S./MWh)⁽¹⁾	136,4		155,7		19,3	14%

(1) Incluye 60% de las ventas de CTH.

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

El aumento de US\$ 115,5 millones en ingresos operacionales durante el período de nueve meses terminado en septiembre de 2011 obedece principalmente al aumento en el precio monómico promedio realizado y en menor medida al aumento de 3% en las ventas físicas de energía. Además se registró un incremento en las ventas al mercado spot de un 25%.

La venta física de energía a clientes aumentó principalmente por la mayor demanda de la refinería de cobre Altonorte y de Minera Esperanza, lo que compensó la caída en la venta asociada al término del contrato con Spence en el tercer trimestre. La venta física de energía en el mercado spot de CTA y de CTH 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.

El incremento del 19% en el precio promedio monómico realizado se debió principalmente a los mayores costos de los combustibles en el primer semestre del año, y a que los mecanismos de indexación en las tarifas de nuestros contratos reflejaron el aumento del costo promedio de generación.

Los otros ingresos operacionales mostraron una caída de un 8,2%. Esta partida incluye ingresos obtenidos por el negocio de distribución de gas natural, peajes de activos de transmisión, ventas de combustibles a otros generadores a precios cercanos a costo e ingresos de otros servicios tales como servicios portuarios y de mantención de líneas de transmisión. Estos ingresos fueron particularmente elevados durante 2010 debido a un pago por US\$ 14,5 millones recibido de nuestro proveedor de gas natural, Tecpetrol, en compensación por interrupciones en los envíos de gas natural en el pasado.

Costos operacionales

Información a Septiembre 2011

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

	9M- 2010		9M- 2011		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles	(366,4)	61%	(406,1)	56%	(39,7)	11%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(42,8)	7%	(96,1)	13%	(53,3)	124%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(70,6)	12%	(83,0)	11%	(12,4)	18%
Otros costos directos de la operación	(118,1)	20%	(139,8)	19%	(21,7)	18%
Total costos directos de ventas	(597,9)	96%	(725,0)	95%	(127,1)	21%
Gastos de administración y ventas	(26,1)	4%	(35,0)	5%	(8,9)	34%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,9)	0%	(0,9)	0%	0,0	0%
Otros ingresos	1,2	0%	1,2	0%	0,0	1%
Total costos de la operación.....	(623,6)	100%	(759,7)	100%	(136,1)	22%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad						
Carbón	4.105	70%	3.978	74%	(127)	-3%
Gas	1.120	19%	1.130	21%	10	1%
Petróleo diesel y petróleo pesado	586	10%	254	5%	(332)	-57%
Hidro	32	1%	30	1%	(2)	-8%
Total generación bruta.....	5.843	100%	5.392	100%	(451)	-8%
Menos Consumos propios	(385)	-7%	(377)	-7%	8	-2%
Total generación neta.....	5.458	97%	5.015	87%	(443)	-8%
Compras de energía en el mercado spot.....	190	3%	751	13%	561	295%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	5.648	100%	5.766	100%	118	2%

Nuestra generación bruta registró una caída de un 8% durante los nueve meses terminados en septiembre de 2011 en comparación con el acumulado a septiembre de 2010. El faltante para enfrentar el incremento del 4% en las ventas a clientes no-regulados, incluyendo los requerimientos bajo el contrato de suministro de CTH con su cliente, fue adquirido en el mercado spot. Las compras de energía y de potencia a firme incluyen los pagos adicionales de RM39 efectuados fundamentalmente por CTH a otros operadores del SING de acuerdo a las regulaciones del CDEC a fin de compensarlos por su capacidad de respaldo durante el período de pruebas. La generación a carbón fue comparativamente baja por la mantención mayor de la unidad U12 y trabajos de mantención en las unidades U15 y CTM2 en el primer semestre, compensada positivamente por la mayor generación de las nuevas y eficientes unidades carboneras CTA y CTH. Adicionalmente, parte de la capacidad de generación de punta en base a petróleo diesel y petróleo pesado se vio desplazada por la entrada en operación del Terminal GNL Mejillones y por las nuevas unidades carboneras CTA, CTH y Angamos I y II.

El costo de combustibles aumentó un 11% explicado por los mayores precios promedios del diesel y petróleo pesado de 30% y 22%, respectivamente, en comparación al mismo periodo del año anterior. La generación en base a gas natural y a carbón aumentó desde un 19% y un 70%, respectivamente, en el acumulado a septiembre de 2010, a un 21% y un 74% en el acumulado a septiembre de 2011, desplazando la generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado,.

Los otros costos directos de la operación se incrementaron por mayores servicios a terceros que incorporan mantenencias y reparaciones, así como también por un pago de bono en Electroandina por US\$6,4 millones.

El aumento en los gastos por depreciación y amortización está explicado fundamentalmente por el inicio de la depreciación respecto de las recientes inversiones en nuevas centrales y en activos de transmisión, tales como la línea de transmisión Chacaya-El Cobre y la subestación El Cobre.

Resultado operativo

Información a Septiembre 2011

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

EBITDA	9M- 2010		9M- 2011		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	802,1	100%	917,7	100%	115,6	14%
Total costo de ventas	(597,9)	-75%	(725,0)	-79%	(127,1)	21%
Ganancia bruta.....	204,3	25%	192,7	21%	(11,6)	-6%
Total selling, general and administrative expenses and other operating income/(costs).	(25,8)	-3%	(34,6)	-4%	(8,8)	34%
Ganancia Operacional.....	178,5	22%	158,1	17%	(20,4)	-11%
Depreciation and amortization.....	71,5	9%	83,9	9%	12,4	17%
EBITDA.....	250,0	31%	242,0	26%	(8,0)	-3%

El EBITDA alcanzó US\$ 242 millones, una caída de 3% en el acumulado a septiembre de 2011, principalmente por el efecto de la indemnización de US\$ 14,5 millones recibida de parte de Tecpetrol en el acumulado a septiembre de 2010. El EBITDA hubiese mostrado un incremento de un 3% de excluirse dicha indemnización.

Resultados financieros

Información a Septiembre 2011

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

	9M - 2010		9M - 2011		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	3,4	0%	3,2	0%	(0,2)	-7%
Gastos financieros.....	(12,5)	-2%	(18,0)	-2%	(5,5)	44%
Diferencia de cambio.....	9,2	1%	(8,7)	-1%	(17,9)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	1,3	0%	(0,8)	0%	(2,1)	-162%
Total resultado no operacional	1,4	0%	(24,4)	-3%	(25,8)	-1842%
Ganancia antes de impuesto.....	180,0	22%	133,7	15%	(46,3)	-26%
Impuesto a las ganancias.....	(31,2)	-4%	(29,7)	-3%	1,5	-5%
Ganancia después de impuestos.....	148,7	19%	104,0	11%	(44,7)	-30%
Ganancia por acción.....	0,140		0,099		(0,042)	-30%

Los gastos financieros muestran un incremento de US\$ 5,5 millones ya que en el tercer trimestre del año se incorporaron los gastos financieros del financiamiento de proyecto de CTA que dejaron de capitalizarse a contar del inicio de la operación comercial del proyecto.

Las fluctuaciones del tipo de cambio durante el período llevaron a una pérdida por diferencia de cambio de US\$ 8,7 millones. Esto contrasta con la utilidad de US\$ 9,2 millones en el acumulado a septiembre de 2010. La pérdida por diferencia de cambio se origina en la abrupta apreciación del dólar en septiembre, la que afectó el valor en dólares de ciertas partidas del activo denominadas en pesos, tales como el IVA por recuperar por CTA y CTH y cuentas por cobrar a clientes.

Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$ 44,9 millones, equivalente a un 30%, principalmente producto del efecto de la variación en la diferencia de cambio y de los mayores gastos financieros. La tasa de impuestos aumentó a un 20%, con lo que se obtuvo ganancias después de impuestos de US\$ 0,099 por acción.

Liquidez y recursos de capital

El 17 de diciembre de 2010, E.CL pagó en su totalidad los préstamos que mantenía con empresas relacionadas. Dicho pago lo efectuó con los recursos provenientes del bono 144-A/Reg S a 10 años por un monto de US\$ 400 millones con una tasa cupón de 5,625%. A fines de septiembre de 2011, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$ 79,3 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto-plazo. Esto frente a una deuda financiera total nominal de US\$ 689,2 millones, de los cuales sólo US\$ 7,6 millones tienen vencimiento dentro de un año.¹

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

Información a Septiembre 2011

(En millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2010	2011
Flujos de caja netos provenientes de la operación	245,1	249,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(155,4)	(101,1)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(68,8)	(187,1)
Cambio en el efectivo	20,9	(39,2)

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación durante el acumulado a septiembre de 2011 derivó principalmente de las ganancias operacionales obtenidas en el período, en tanto en el 2010 incluyó además la compensación de Tecpetrol por US\$ 14,5 millones.

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 septiembre de 2011 y de 2010 ascendieron a los US\$ 113,6 millones y US\$ 151,4, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos**Información a Septiembre 2011**

(En millones de US\$)

CAPEX	9M- 2010	9M- 2011
CTA.....	62,6	25,0
CTH ⁽¹⁾	17,3	19,0
Central Tamaya.....	0,1	-
Subestación El Cobre substation y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	45,6	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	7,7	23,5
Mejoras Medioambientales	-	15,0
Otros	18,1	31,1
Total inversión en activos fijos	151,4	113,6

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

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el acumulado a septiembre de 2011 fueron las siguientes:

- El 15 de junio de 2011, CTA pagó la primera cuota de capital de su financiamiento de proyecto ascendente a US\$ 2,8 millones.

- El 6 de julio de 2011, E.CL pagó a su vencimiento un crédito bancario de US\$50 millones con recursos provenientes de su operación.
- El 25 de agosto de 2011, E.CL pagó dividendos provisorios por un total de US\$ 25 millones, con cargo a las utilidades del año 2011.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 2011. 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\$)					
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	285,9	5,8	16,6	22,6	240,9
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	3,3	1,8	1,4	-	0,1
Intereses devengados.....	9,0	9,0	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	33,4	-	-	-	33,4
Total	731,7	16,6	18,0	22,6	674,4

La deuda bancaria al 30 de septiembre de 2011 en el cuadro anterior incluye los giros bajo el financiamiento de proyecto otorgado por el IFC y el KfW a nuestra subsidiaria CTA. Éstos ascendían a dicha fecha a un monto de capital total de US\$ 285,9 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 prepagado total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas.

Otras deudas incluyen US\$ 3,3 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado negativo de US\$ 33,4 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

E.CL no cuenta con una política de dividendos establecida. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros del año, 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 14 de abril de 2011 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 50% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2010. Este dividendo fue pagado el día 5 de mayo de 2011.

El Directorio aprobó el 26 de julio de 2011 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 y 2011			
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	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373

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.

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.

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 2011, un 92% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$ 686 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 30 de Septiembre de 2011

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⁾	4,8	2,5	7,2	7,8	211,7	229,2	234,0
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0	400,0
Tasa variable								
(US\$)	LIBOR (180) + 2.50% p.a. ⁽¹⁾	1,1	0,6	1,6	1,7	47,0	50,9	52,0
Total ⁽²⁾		5,8	3,0	8,8	9,6	658,7	680,1	685,9

(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.

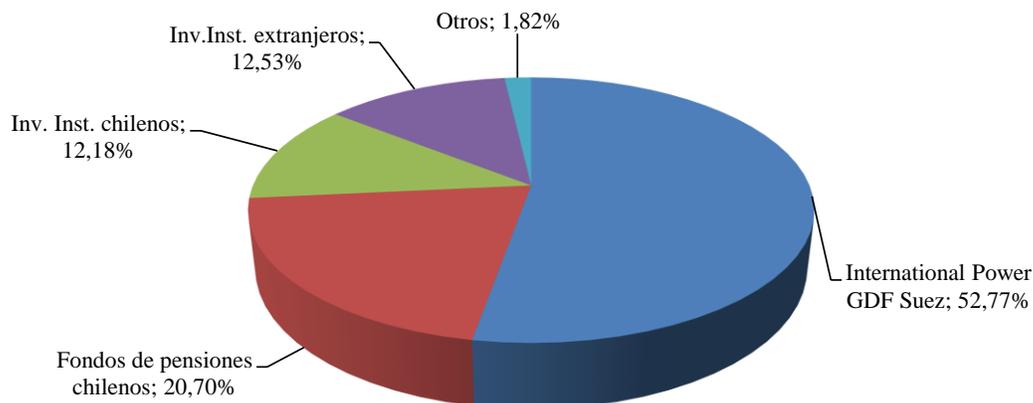
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

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 presentan un bajo nivel de riesgo. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo y 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 2011

Nº de accionistas: 2.025



ANEXO 1

**ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES
RESUMIDOS**

	2010				2011			
	Ventas Física (en GWh)							
	1T10	2T10	3Q10	9M Total	1Q11	2Q11	3Q11	9M Total
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.717	1.789	1.831	5.337	1.800	1.904	1.828	5.532
Ventas de energía al mercado spot	22	25	69	117	0	-	60	60
Total ventas de energía.....	1.740	1.814	1.900	5.454	1.800	1.904	1.889	5.592
Generación bruta por combustible								
Carbón.....	1.343	1.367	1.395	4.105	1.167	1.304	1.508	3.978
Gas.....	196	396	528	1.120	391	396	342	1.130
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	285	175	126	586	119	96	39	254
Hidro.....	12	11	10	32	13	9	8	30
Total generación bruta.....	1.835	1.949	2.059	5.843	1.689	1.805	1.897	5.392
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(121,0)	(128,5)	(135,7)	(385,2)	(100,1)	(127,1)	(150,0)	(377,2)
Total generación neta.....	1.714	1.820	1.923	5.458	1.589	1.678	1.747	5.015
Compras de energía en el mercado spot								
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	91	61	38	190	289	266	196	751
	1.805	1.881	1.961	5.648	1.878	1.944	1.943	5.766

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

IFRS	2010					Total	2011			
	1T10	2T10	3T10	9M10	4T10		1T11	2T11	3T11	9M11
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes no regulados.....	221,0	239,6	247,9	708,5	254,4	962,9	267,4	307,2	252,0	826,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	3,1	9,1	23,4	35,6	14,0	49,6	13,9	10,6	19,9	44,4
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	224,1	248,7	271,3	744,1	268,4	1.012,5	281,3	317,8	271,9	871,0
Ventas por distribución de gas.....	3,1	1,0	3,3	7,4	4,9	12,3	1,5	1,5	1,2	4,2
Otros ingresos operacionales.....	18,8	23,2	8,7	50,7	45,5	96,2	19,3	11,5	11,8	42,5
Total ingresos operacionales.....	246,0	272,9	283,3	802,1	318,8	1.121,0	302,1	330,8	284,9	917,7
Costos de la operación										
Combustibles.....	(103,5)	(130,4)	(132,5)	(366,4)	(137,5)	(503,9)	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(406,1)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(16,9)	(10,1)	(15,8)	(42,8)	(32,1)	(74,9)	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(96,1)
Otros costos directos de la operación	(24,1)	(23,0)	(23,5)	(70,6)	(29,2)	(98,5)	(24,9)	(26,0)	(32,1)	(83,0)
	(25,8)	(49,9)	(42,4)	(118,1)	(47,8)	(167,2)	(46,8)	(42,0)	(51,0)	(139,8)
Total costos directos de ventas.....	(170,3)	(213,4)	(214,3)	(598,0)	(246,6)	(844,5)	(238,5)	(260,7)	(225,8)	(725,0)
Gastos de administración y ventas.....	(10,1)	(6,2)	(9,8)	(26,1)	(12,2)	(38,3)	(10,0)	(14,5)	(10,5)	(35,0)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,9)	(0,2)	(1,1)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,9)
Otros ingresos de la operación.....	0,2	0,4	0,6	1,2	1,9	3,1	0,7	0,3	0,3	1,2
Total costos de la operación.....	(180,5)	(219,4)	(223,7)	(623,6)	(257,1)	(880,7)	(248,1)	(275,2)	(236,9)	(759,7)
Ganancia operacional.....	65,5	53,5	59,5	178,5	61,7	240,2	54,0	55,6	48,6	158,1
EBITDA.....	89,9	76,8	83,3	250,0	91,1	339,9	79,2	81,9	81,0	242,0
Ingresos financieros.....	1,0	1,2	1,2	3,4	0,9	4,4	1,0	1,2	0,9	3,2
Gastos financieros.....	(2,7)	(6,7)	(3,1)	(12,5)	(1,6)	(14,1)	(3,7)	(4,1)	(10,2)	(18,0)
Diferencia de cambio.....	(4,1)	(7,9)	21,2	9,2	6,5	15,7	(5,9)	10,6	(13,5)	(8,7)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	-	(1,0)	2,3	1,3	(2,5)	(1,2)	(0,2)	(0,2)	(0,5)	(0,8)
Total resultado no operacional	(5,9)	(14,3)	21,6	1,4	3,3	4,7	(8,7)	7,6	(23,2)	(24,4)
Ganancia antes de impuesto.....	59,6	39,3	81,2	180,0	65,0	245,0	45,3	63,0	25,4	133,7
Impuesto a las ganancias.....	(11,2)	(9,0)	(11,0)	(31,2)	(13,5)	(44,7)	(11,3)	(12,9)	(5,4)	(29,7)
Ganancia después de impuestos.....	48,5	30,2	70,2	148,7	51,5	200,4	34,0	50,1	19,9	104,0
Ganancia por acción.....	0,046	0,029	0,066	0,140	0,049	0,189	0,032	0,048	0,019	0,099

Balance Trimestral

(En millones de US\$)

	2010			2011		
	31-Mar-10	30-Jun-10	30-Sep-10	31-Mar-11	30-Jun-11	30-Sep-11
Activo corriente						
Efectivo y efectivo equivalente (1)	201,7	226,2	186,9	156,8	163,4	79,3
Deudores comerciales y cuentas por cobra	165,0	158,2	181,7	240,6	231,4	204,5
Impuestos por recuperar	134,9	104,0	133,5	44,5	30,2	39,4
Otros activos corrientes	63,2	64,2	82,6	272,1	199,6	234,8
Total activos corrientes	564,7	552,6	584,8	713,9	624,6	557,9
Activos no corrientes						
Propiedades, planta y equipos - neto	1.781,7	1.693,4	1.731,9	1.753,1	1.739,9	1.782,2
Otros activos no corrientes	394,3	367,8	356,8	403,5	407,6	394,1
TOTAL ACTIVO	2.740,7	2.613,8	2.673,4	2.870,5	2.772,1	2.734,2
Pasivos corrientes						
Deuda financiera (1)	26,2	18,1	453,1	64,3	66,0	12,9
Otros pasivos corrientes	125,6	103,5	154,1	308,7	218,4	219,3
Total pasivos corrientes	151,8	121,6	607,2	373,0	284,3	232,2
Pasivos no corrientes						
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	695,2	805,7	312,1	659,9	663,3	689,8
Otros pasivos de largo plazo	180,4	160,6	169,2	180,8	187,2	187,6
Total pasivos no corrientes	875,6	966,3	481,3	840,7	850,5	877,4
Patrimonio	1.713,3	1.525,9	1.584,9	1.656,8	1.637,2	1.624,7
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.740,7	2.613,8	2.673,4	2.870,5	2.772,1	2.734,2

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

(2) Incluye deuda con compañías relacionadas.

CONFERENCIA TELEFONICA 3T11

E.CL llevará a cabo una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre de 2011, el día viernes 28 de octubre a las 10:00 am (Eastern Time) – 11: 00 (local time)

Dirigida por:

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

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

Passcode I.D.: #21861873, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

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

Passcode I.D.: #21861873. La repetición estará disponible hasta el día 5 de noviembre 2011.