

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$74,6 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE Y DE US\$ 178,6 MILLONES EN EL AÑO 2011.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$ 126 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE Y US\$ 368 MILLONES A DICIEMBRE DE 2011. LOS INGRESOS DE LA COMPAÑÍA SE INCREMENTARON DEBIDO AL AUMENTO DE LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA Y AL MAYOR PRECIO PROMEDIO MONOMICO ANUAL. EN TANTO LA UTILIDAD DISMINUYÓ UN 11% DEBIDO A LOS MAYORES GASTOS FINANCIEROS Y AL EFECTO DE LA MENOR DIFERENCIA DE CAMBIO. EL CUARTO TRIMESTRE LA GENERACIÓN BRUTA CAYÓ COMO CONSECUENCIA DE LA INDISPONIBILIDAD DE ALGUNAS DE NUESTRAS UNIDADES CARBONERAS. SIN EMBARGO, EL EBITDA DEL TRIMESTRE RESPECTO AL DEL AÑO ANTERIOR SE INCREMENTA POR LA CONTRIBUCIÓN DE LAS NUEVAS CENTRALES DE CARBON CTA Y CTH Y MAYORES INGRESOS NO RECURRENTE

- **Los ingresos operacionales** crecieron 6% en comparación al mismo trimestre del año anterior, alcanzando US\$ 338,8 millones; en tanto en el año crecieron un 12% con respecto a 2010.
- **El resultado operacional** del cuarto trimestre alcanzó los US\$ 96,7 millones, lo que representa un incremento de 57% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior. En el año, el resultado operacional se incrementó un 6%.
- **El EBITDA** del último trimestre alcanzó US\$ 126,3 millones, equivalente a un incremento del 42% respecto al año anterior. En términos anuales, el incremento fue de un 9%. El EBITDA se vio afectado por efectos no-recurrentes, tanto en el año 2011 como en el año anterior. Excluyendo estos efectos, el EBITDA habría sido US\$295,3 millones y US\$316,3 millones los años 2010 y 2011 respectivamente, lo que es equivalente a un incremento de 7%.
- **La utilidad neta** del último trimestre alcanzó US\$74,6 millones lo que representa un incremento de 45% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior. En el año, la utilidad neta disminuyó un 11% debido a los mayores gastos financieros y al efecto de la menor diferencia de cambio.

Resumen de resultados
(En millones de US\$)

	4T10	4T11	Var %	2010	2011	Var %
Total ingresos operacionales	318,8	338,8	6%	1.121,0	1.256,6	12%
Ganancia operacional	61,7	96,7	57%	240,2	254,8	6%
EBITDA	89,1	126,3	42%	337,8	368,3	9%
Total resultado no operacional	3,3	(4,8)	-244%	4,7	(29,1)	-720%
Ganancia después de impuestos	51,5	74,6	45%	200,2	178,6	-11%
Ganancia por acción	0,05	0,07	46%	0,19	0,17	-10%
Ventas de energía (Gwh)	1.881	1.888	0%	7.335	7.480	2%
Generación de energía (Gwh)	1.769	1.690	-4%	7.227	6.705	-7%
Compras de energía al mercado spot (Gwh)	167	258	54%	357	1.009	182%

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. A partir de enero de 2012, E.CL comenzó a abastecer la totalidad de las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. El 29 de diciembre de 2009, como resultado de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla I S.A., E.CL adquirió otros activos de generación eléctrica en el Norte Grande, incluyendo Electroandina, Central Termoeléctrica Andina, el 60% de Central Termoeléctrica Hornitos, y las compañías de transporte de gas, GNA 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.

HECHOS DESTACADOS

➤ CUARTO TRIMESTRE DE 2011:

- **Aprobación ambiental proyecto eólico en Calama:** Con fecha 23 de diciembre, el servicio de evaluación ambiental de la región de Antofagasta aprobó por unanimidad de los asistentes el proyecto Parque Eólico Calama, que podría demandar una inversión de US\$ 280 millones de ser aprobado por el directorio de la compañía. El proyecto consiste en la construcción, instalación y operación de un Parque Eólico de aproximadamente 55 aerogeneradores con una capacidad instalada individual de entre 1,5 MW a 2,3 MW de potencia, una subestación eléctrica y su respectiva línea de transmisión. Las obras se emplazarían 20 kilómetros al sureste de Calama.
- **Proceso de reestructuración societaria:** Con fecha 15 de diciembre 2011, y en el contexto del proceso de reestructuración societaria interna, E-CL adquirió la totalidad de los activos, pasivos y patrimonio de su filial Electroandina S.A., con excepción de sus activos portuarios, los cuales permanecieron en esta última sociedad.
- **Cobro boletas de garantía (Performance Bonds):** Las filiales Central Termoeléctrica Andina (“CTA”) (100% de E.CL) e Inversiones Hornitos (“CTH”) (60% de E.CL) presentaron a cobro boletas de garantía bancarias para obtener el pago de penalidades por los atrasos incurridos por el contratista en la construcción de las unidades de generación. Con fecha 18 de octubre, CTA y CTH recibieron estos pagos de los bancos extranjeros Santander y Bankia, respectivamente, los que ascendieron a US\$49,4 millones en el caso de CTA y a US\$ 46,1 millones en el caso de CTH.

➤ PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO:

- **Inicio operación comercial Central Termoeléctrica Andina (CTA) y Hornitos (CTH):** las centrales carboneras, CTA y CTH, cada una con capacidad bruta de 165 MW y tecnología de lecho fluidizado, comenzaron su operación comercial el día 15 de julio y 5 de agosto de 2011, respectivamente. Luego de este hito, tanto CTA como CTH han operado en régimen comercial, aportando el equivalente a 330MW de generación bruta al SING.
- **MSCI Global Standard Indices:** El 19 de mayo de 2011, se anunció la inclusión de la acción de E.CL en el llamado “Mid Cap-Size Segment” de los índices “MSCI Global Standard” a partir del 1° de junio de 2011.
- **Nueva norma de emisiones:** El nuevo reglamento aplicable a centrales termoeléctricas para regular emisiones de material particulado, gases (NOx, SO2) y metales pesados como el mercurio, fue firmado por el Presidente de la República en enero de 2011 y publicado en junio de 2011 luego de ser aprobado por la Contraloría General de la República. Bajo el nuevo reglamento, las centrales termoeléctricas existentes tendrán un plazo de 2,5 años a partir de la publicación de la norma para adaptarse a los nuevos límites de emisiones de material particulado. El plazo para cumplir con los nuevos límites de emisiones de gases será de 4 años en zonas saturadas y de 5 años en zonas no saturadas.
- **Combinación de International Power y GDF Suez Energy International:** En febrero de 2011, la firma británica, International Power se fusionó con GDF Suez Energy International, dando origen a un operador líder en el sector energético a nivel global, con casa matriz en Londres, llamado IPR GDF Suez. Como resultado de esta fusión, IPR GDF Suez quedó con 66GW de capacidad instalada de generación eléctrica, 22GW en construcción y presencia en seis regiones claves del mundo (Latinoamérica; Norteamérica; Europa; Medio Oriente, Turquía y África; Asia y Australia). GDF Suez posee el 70% del capital accionario de IPR GDF Suez, y el resto de las acciones se transa en la Bolsa de Londres con la denominación “IPR”. IPR GDF Suez posee indirectamente un 52,77% de participación accionaria en E.CL.

- **Venta del 40% de E.CL por parte de Codelco:** El 28 de enero de 2011 Codelco vendió el 40% de propiedad accionaria que tenía en E.CL a través de un remate público en la Bolsa de Comercio de Santiago, a un precio de \$ 1.200 por acción, recaudando un total de aproximadamente US\$ 1.038 millones, la mayor oferta secundaria de acciones registrada en la bolsa chilena a la fecha. La transacción fue liderada por Larraín Vial y JP Morgan con la colaboración de Banco Santander. Como resultado de esta venta, aparte de compañías pertenecientes al grupo International Power/GDF Suez, E.CL cuenta hoy con alrededor de 2.000 accionistas.

HECHOS POSTERIORES:

- **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.

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 año 2011, el SING se caracterizó por la generación en régimen de prueba y posterior entrada en operación comercial de nuevos proyectos de generación eléctrica eficiente sobre la base de carbón. Éstos incluyen las unidades Central Termoeléctrica Andina (CTA) y Central Termoeléctrica Hornitos (CTH), de propiedad de E.CL, cada una con 165MW de capacidad bruta, y las unidades Angamos I y II, de propiedad de AES Gener, cada una con 264MW. Angamos I y CTA iniciaron sus operaciones comerciales en los meses de abril y julio, respectivamente. CTH inició su operación comercial el día 5 de agosto, en tanto, Angamos II inició su operación comercial en octubre de 2011. 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. Con la excepción del mes de octubre, en los últimos meses de 2011 se observó una disminución en el costo marginal promedio mensual, debido principalmente a la entrada en operación comercial de estas nuevas centrales a carbón lo que permitió reemplazar generación térmica ineficiente por unidades de última tecnología y menor costo de operación. Para el mes de octubre, el costo marginal promedio fue de 104 US\$/MWh, lo que representó una disminución de 3,9% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 57,0% respecto al mes de septiembre de 2011, debido a la indisponibilidad de centrales a carbón que presentaron fallas en el mes. En tanto, para el mes de noviembre, el costo marginal fue de 83 US\$/MWh, lo que representó una disminución de 32,8% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 21,1% respecto al mes de octubre de 2011. Finalmente para el mes de diciembre, el costo marginal fue de 66 US\$/MWh, lo que representó una disminución de 46,5% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 21,0% respecto al mes de noviembre de 2011.

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 2011		2T 2011		3T 2011		4T 2011		Var. T c/T	
	GWh	% del total	Monto	%						
Hidro	20	1%	17	0%	16	0%	19	0%	3	19%
Carbón	2.266	61%	2.851	71%	3.012	77%	2.963	71%	(48)	-2%
Gas Argentino (AES Gener)	327	9%	67	2%	51	1%	290	7%	239	468%
GNL	845	23%	869	22%	804	20%	853	20%	50	6%
Diesel / Petróleo pesado	275	7%	217	5%	55	1%	76	2%	21	39%
Total generación bruta SING	3.734	100%	4.020	100%	3.937	100%	4.201	100%	265	7%

Fuente: CDEC-SING

Las siguientes empresas participan en el SING:

Generación por Empresa (en GWh)

Empresa	1T 2011		2T 2011		3T 2011		4T 2011		Var. T c/T	
	GWh	% del total	Monto	%						
AES Gener	327	9%	67	2%	51	1%	290	7%	239	468%
Norgener / Angamos	778	21%	1.037	26%	1.165	30%	1.233	29%	69	6%
Celta	268	7%	247	6%	239	6%	226	5%	(13)	-5%
GasAtacama	595	16%	578	14%	471	12%	483	11%	12	2%
E.CL (con CTH al 100%)	1.746	47%	2.070	52%	1.998	51%	1.955	47%	(44)	-2%
Otros	21	1%	19	0%	12	0%	14	0%	2	16%
Total generación bruta SING	3.734	100%	4.018	100%	3.937	100%	4.201	100%	264	7%

Fuente: CDEC-SING

El incremento en la generación de la central Salta de AES Gener se debió al menor consumo de gas y electricidad en Argentina con la entrada del verano, lo cual aumentó las exportaciones a Chile. El incremento en generación por parte de Norgener y E.CL, especialmente entre el primer y segundo trimestre, corresponde principalmente a la generación de las nuevas unidades Angamos I y II, de Norgener, y CTA y CTH de E.CL.

Los mayores niveles de generación de electricidad en el SING en el cuarto trimestre se explicaron por la mayor demanda de electricidad causada por el aumento de producción del proyecto Minera Esperanza y por un aumento en la producción de cobre que normalmente se registra hacia fines de cada año.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados para los trimestres finalizados al 31 de Diciembre de 2011 y 31 de Diciembre de 2010, y estados financieros consolidados auditados para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 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). Los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2011 fueron auditados por Deloitte, en tanto los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2010 fueron auditados por Ernst & Young.

Resultados de las operaciones

Cuarto trimestre de 2011 comparado con el tercer trimestre de 2011 y cuarto trimestre de 2010

Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	4T 2010		3T 2011		4T 2011		Trim. c/T	Año c/A.
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total		
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	254,4	91%	252,0	93%	245,0	93%	-3%	-4%
Ventas al mercado spot.....	14,0	9%	19,9	7%	17,3	7%	-13%	23%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	268,4	96%	271,9	95%	262,3	77%	-4%	-2%
Ventas por distribución de gas.....	4,9	1%	1,2	0%	1,4	0%	14%	-72%
Otros ingresos operacionales.....	45,5	3%	11,8	4%	75,2	22%	540%	65%
Total ingresos operacionales.....	318,8	100%	284,9	100%	338,8	100%	19%	6%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados.....	1.859	99%	1.828	97%	1.824	97%	0%	-2%
Ventas de energía al mercado spot.....	22	1%	60	3%	64	3%	5%	189%
Total ventas de energía.....	1.881	100%	1.889	100%	1.888	100%	0%	0%
Precio promedio monómico realizado (U.S.\$/MWh)⁽¹⁾	143	-	144	-	139	-	-4%	-3%

(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 cuarto trimestre de 2011 los ingresos totales de la operación aumentaron en un 19% comparado con el trimestre anterior y un 6% comparado con el mismo trimestre del año anterior.

El aumento de ingresos operacionales respecto al trimestre anterior está explicado principalmente por el cobro de boletas de garantía asociado a las penalidades por atrasos incurridos por el contratista en la construcción de CTA y CTH, cuyo efecto sobre los ingresos operacionales consolidados de E.CL ascendió a US\$63,2 millones. Este monto está incluido en la partida otros ingresos operacionales, la cual considera además peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantenimiento de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores a precios cercanos al costo. Cabe destacar que en el cuarto trimestre de 2010 se reconocieron US\$28 millones por parte de YPF en compensación por interrupciones de gas natural en el pasado.

Los ingresos por venta de energía y potencia respecto al trimestre anterior disminuyeron un 4%, en tanto las ventas a clientes no regulados mostraron una caída de 3%. Ésta se explica por una caída en la tarifa monómica promedio de 4%, debido al inicio de contratos de suministro con tarifas vinculadas al costo de generación con carbón, desde que CTA y CTH entraron en régimen comercial. Esto produjo un cambio en la mezcla de combustibles utilizados en la generación, lo que también se reflejó en las tarifas de los contratos asociados.

Por otra parte, el contrato de 90MW con Minera Spence, que tenía tarifas asociadas a una mezcla de combustibles más caros, venció en julio de 2011, influyendo tanto en la venta física de energía como en la disminución de la tarifa monómica promedio. El término de este contrato fue en parte compensado por el aumento de ventas de electricidad a Minera Esperanza, del cual E.CL solo reconoce un 60% en sus estados financieros.

Cabe hacer notar que la compañía llegó a acuerdo con un cliente para resolver una diferencia de interpretación en su contrato de suministro, el que implicó contabilizar una reducción de ingresos por US\$11 millones en el segundo semestre de 2011. Esto contribuye a explicar parte de la caída en la tarifa monómica promedio y la disminución en ventas a clientes no regulados en el 3T11 y 4T11.

Por su parte las ventas al mercado spot mostraron una caída de 13%, en parte explicada por la indisponibilidad temporal de CTA y otras centrales carboneras en el último trimestre y por la nueva generación a carbón disponible en el sistema. 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.

En el tercer y cuarto trimestre las ventas físicas de energía 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 la generación de CTH.

Costos operacionales

Información Trimestral									
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)									
	4T 2010		3T 2011		4T 2011		% Variación		
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A	
Costos de la operación									
Combustibles.....	(137,5)	53%	(124,1)	55%	(126,9)	55%	2%	-8%	
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(32,1)	12%	(18,5)	8%	(23,0)	9%	24%	-28%	
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(29,2)	11%	(32,1)	14%	(26,3)	10%	-18%	-10%	
Otros costos directos de la operación	(47,8)	19%	(51,0)	23%	(54,2)	21%	6%	13%	
Total costos directos de ventas.....	(246,6)	96%	(225,8)	95%	(230,4)	95%	2%	-7%	
Gastos de administración y ventas.....	(12,2)	5%	(10,5)	4%	(11,2)	5%	6%	-8%	
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	4%	51%	
Otros ingresos de la operación.....	1,9	-1%	0,3	0%	(0,3)	0%	-204%	-114%	
Total costos de la operación.....	(257,1)	100%	(236,9)	100%	(241,5)	100%	2%	-6%	
Estadísticas físicas (en GWh)									
Generación bruta de electricidad.....									
Carbón.....	1.285	68%	1.508	79%	1.390	76%	-8%	8%	
Gas.....	539	28%	342	18%	375	20%	9%	-31%	
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	60	3%	39	2%	64	3%	62%	6%	
Hidro.....	10	1%	8	0%	11	1%	27%	6%	
Total generación bruta.....	1.894	100%	1.897	100%	1.838	100%	-3%	-3%	
Menos Consumos propios.....	(125)	-7%	(150)	-8%	(148)	-8%	-1%	19%	
Total generación neta.....	1.769	91%	1.747	90%	1.690	87%	-3%	-4%	
Compras de energía en el mercado spot.....	167	9%	196	10%	258	13%	32%	54%	
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	1.937	100%	1.943	102%	1.948	100%	0%	0%	

La generación bruta de electricidad disminuyó en un 3% en el cuarto trimestre de este año debido a labores de mantenimiento y fallas de las unidades de generación carboneras, CTA, CTH, CTM1, CTM2. Esto explica la disminución en la generación a carbón durante el trimestre, la cual significó generar con otros combustibles, registrándose un aumento de 9% en la generación con gas y de 62% en la generación con petróleo diesel y petróleo

pesado. Asimismo, se registraron mayores compras en el mercado spot, las que aumentaron un 32% respecto al trimestre anterior. El aumento de compras en el mercado spot también obedece a la mayor generación a carbón disponible en el sistema, que en ocasiones desplazó el despacho de nuestras unidades menos eficientes en términos de costos de generación.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el GNL, diesel y costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$ 93,66/bl durante el 4T11. Esto representa un incremento trimestral de un 4,24% desde US\$ 89,85/bl en el 3T11 y un alza de un 10,07% anual desde US\$ 85,09/bl en el 4T10. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo. Es así que los incrementos en los precios y la mayor generación con gas y petróleo diesel, se tradujo en un mayor costo de la mezcla de combustible utilizada durante el cuarto trimestre de 2011. Esto se reflejó en el incremento en la partida de combustibles. El mayor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió no sólo al aumento físico de las compras, sino también a los mayores costos marginales observados particularmente en octubre.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por mayores servicios de 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.

En el 4T11, la compañía decidió efectuar una provisión de incobrables de US\$ 3 millones, la cual está incluida en otros ingresos operacionales netos. Esto contrasta con un reverso de provisión de incobrables de US\$ 2 millones efectuado en el 4T10.

Cabe destacar que se hizo una revisión de la vida útil de algunos activos, extendiendo la de algunos de ellos, lo que explica la caída de la depreciación el último trimestre comparado con el trimestre anterior.

	2010					2011				
	1T10	2T10	3T10	4T10	Total	1T11	2T11	3T11	4T11	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	262,3	1.133,2
Costo de combustible.....	(103,5)	(130,4)	(132,5)	(137,5)	(503,9)	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)
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)	(23,0)	(119,1)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	103,7	108,3	122,9	98,8	433,7	114,4	125,1	129,3	112,4	481,1
Margen eléctrico	46%	44%	45%	37%	43%	41%	39%	48%	43%	42%

La Utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre presenta una caída de 13% respecto al trimestre anterior y un aumento de igual proporción respecto al mismo periodo del año anterior. En términos anuales, la utilidad bruta del negocio de generación mostró un incremento de US\$ 47 millones (11%), principalmente debido a la contribución de las nuevas centrales, CTA y CTH, que compensó las caídas relacionadas al término del contrato de Spence y al acuerdo con un cliente por interpretación de contrato. Respecto al margen eléctrico en términos porcentuales, el cuarto trimestre fue inferior al trimestre anterior pero superior al mismo trimestre del año anterior. En el año, el margen eléctrico fue de 42%, muy similar al del año 2010.

Resultado operativo

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	4T 2010		3T 2011		4T 2011		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	318,8	100%	284,9	100%	338,8	100%	19%	6%
Total costo de ventas	(246,6)	-79%	(225,8)	-79%	(230,4)	-68%	2%	-7%
Ganancia bruta	72,2	21%	59,1	21%	108,5	32%	83%	50%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,5)	-4%	(10,5)	-4%	(11,8)	-3%	12%	12%
Ganancia Operacional	61,7	17%	48,6	17%	96,7	29%	99%	57%
Depreciación y amortización.....	29,4	11%	32,4	11%	26,6	8%	-18%	-10%
(Provisiones) / reversos de incobrables	(2,0)	0,0	-	-	3,0	1%	0,0	-
EBITDA	89,1	28%	81,0	28%	126,3	37%	56%	42%

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

El EBITDA presenta un incremento, tanto en comparación con el tercer trimestre, como con el mismo trimestre del año anterior; presentando además una mejora en términos porcentuales llegando a un 37% sobre ventas. Sin embargo, se debe considerar que la ganancia operacional se vio afectada por el reconocimiento del cobro de las boletas de garantía por CTA y CTH, cuyo efecto sobre E.CL fue de US\$63 millones. Aislado los efectos del cobro de las boletas de garantía, del acuerdo adoptado con un cliente, de las provisiones de incobrables y de las compensaciones pagadas por productores de gas argentino en el 4T10, habríamos tenido un EBITDA trimestral de US\$68,3 millones en el 4T11 y de US\$87 millones en el tercer trimestre. Esto representa una caída de US\$ 18,7 millones con respecto al trimestre anterior, y un incremento de US\$ 7,2 millones con respecto al 4T10, en que el EBITDA ajustado fue de US\$ 61,1 millones.

La caída con respecto al 3T11, se explica en parte por trabajos de mantenimiento y fallas en las nuevas centrales, CTA y CTH, que estuvieron fuera de despacho por 32 días y por 16 días, respectivamente, así como también por CTM1 y CTM2 que estuvieron fuera 8 y 5 días respectivamente, en el cuarto trimestre. Esto afectó la mezcla de combustibles utilizados en la generación, ya que se debió generar con combustibles más caros lo que no se refleja en su totalidad en la mezcla de combustibles incorporada en las tarifas de clientes definidas por contrato.

El incremento de EBITDA con respecto al 4T10, se explica principalmente por la contribución de las nuevas centrales, CTA y CTH, especialmente esta última con su contrato con Minera Esperanza, que representa demanda incremental tanto para E.CL como para el sistema.

Resultados financieros

Información Trimestral

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

Resultados no operacionales	4T 2010		3T 2011		4T 2011		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	0,9	0%	0,9	0%	0,7	0%	-20%	-18%
Gastos financieros.....	(1,6)	-4%	(10,2)	-1%	(12,4)	-4%	21%	675%
Diferencia de cambio.....	6,5	-5%	(13,5)	3%	7,1	2%	-152%	9%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(2,5)	0%	(0,5)	0%	(0,2)	0%	-63%	-93%
Total resultado no operacional	3,3	-8%	(23,2)	2%	(4,8)	-2%	-80%	-244%
Ganancia antes de impuesto.....	65,0	9%	25,4	19%	92,0	32%	263%	41%
Impuesto a las ganancias.....	(13,5)	-2%	(5,4)	-4%	(17,4)	-6%	219%	29%
Ganancia después de impuestos.....	51,5	7%	19,9	15%	74,6	26%	275%	45%
Ganancia por acción.....	0,049		0,019		0,071		275%	46%

La ganancia neta después de impuesto alcanzó los US\$ 74,6 millones en el cuarto trimestre de 2011, representando ganancias de US\$ 0,071 por acción. Esto equivale a un incremento de un 275% en relación al tercer trimestre de 2011, y de un 46% en relación al cuarto trimestre de 2010.

Los gastos financieros aumentaron US\$ 2,2 millones respecto al tercer trimestre, fundamentalmente por amortizaciones de diferencial entre tasa efectiva y tasa de cupón de los préstamos y por 15 días adicionales de reconocimiento de intereses del financiamiento de proyecto de CTA. El aumento de US\$10,8 millones con respecto al mismo periodo del año anterior se debió a los gastos financieros del bono 144-A de US\$400 millones emitido en diciembre de 2010 y a los gastos financieros asociados al financiamiento de proyecto de CTA que dejaron de ser capitalizados a partir del 15 de julio, luego de la entrada en operación comercial del proyecto.

La utilidad de cambio alcanzó US\$ 7,1 millones, lo que contrasta con pérdidas de cambio de US\$13,5 millones el trimestre anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó por el efecto de una leve apreciación del peso en el trimestre sobre ciertos activos en pesos, fundamentalmente, el remanente de IVA por recuperar de los proyectos CTA y CTH.

Año 2011 comparado con año 2010

Ingresos operacionales

Información a diciembre 2011

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

	12M 2010		12M 2011		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	962,9	95%	1.071,6	95%	108,7	11%
Ventas al mercado spot.....	49,6	5%	61,6	5%	12,0	24%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.012,5	90%	1.133,2	90%	120,7	12%
Ventas por distribución de gas.....	12,7	1%	5,6	0%	(7,1)	-56%
Otros ingresos operacionales.....	95,9	9%	117,7	9%	21,8	23%
Total ingresos operacionales.....	1.121,0	100%	1.256,6	100%	135,6	12%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	7.196	98%	7.356	98%	160	2%
Ventas de energía al mercado spot.....	139	2%	124	2%	(15)	-11%
Total ventas de energía.....	7.335	100%	7.480	100%	145	2%
Precio promedio monómico realizado (U.S.\$/MWh)⁽¹⁾	138,0		151,5		13,5	10%

(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\$ 120,7 millones en ingresos por venta de energía y potencia durante el año terminado en diciembre de 2011 obedece al aumento en el precio monómico promedio realizado y en menor medida al aumento de 2% en las ventas físicas de energía. Producto del atraso en la entrada en operaciones de las nuevas centrales, mantenimientos más prolongados de centrales existentes, la entrada en operaciones de otras centrales en el SING y disminuciones puntuales de la demanda de energía en el SING, las ventas de E.CL al mercado spot se redujeron un 11%.

La venta física de energía a clientes aumentó principalmente por la mayor demanda de Minera Esperanza, lo que compensó la caída en la venta asociada al término del contrato con Spence en julio de 2011. 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 13,5% en el precio promedio monómico realizado se debió principalmente a los mayores costos de los combustibles en el año, y a los mecanismos de indexación en las tarifas de nuestros contratos que reflejaron el aumento del costo promedio de generación.

Cabe hacer notar que la compañía llegó a acuerdo con un cliente para resolver una diferencia de interpretación en su contrato de suministro, el que implicó contabilizar una reducción de ingresos por US\$11 millones en el segundo semestre de 2011.

Los otros ingresos operacionales mostraron un incremento de 22%. 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 debido a pagos por US\$ 43 millones recibidos de Tecpetrol e YPF en 2010, en compensación por interrupciones en los envíos de gas natural en el pasado. En tanto, en el cuarto trimestre de 2011 se incluyó un monto de US\$63,2 millones asociado al efecto en los estados financieros de E.CL del cobro de las boletas de garantía asociado a penalidades por atrasos incurridos por el contratista en la construcción de CTA y CTH.

Costos operacionales

Información a Diciembre 2011

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

	12M - 2010		12M - 2011		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(503,9)	60%	(533,0)	56%	(29,1)	6%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(74,9)	9%	(119,1)	12%	(44,2)	59%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(98,5)	12%	(109,3)	11%	(10,8)	11%
Otros costos directos de la operación	(167,2)	20%	(194,0)	20%	(26,8)	16%
Total costos directos de ventas.....	(844,5)	96%	(955,4)	95%	(110,9)	13%
Gastos de administración y ventas.....	(38,3)	4%	(46,2)	5%	(7,9)	20%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,1)	0%	(1,2)	0%	(0,1)	9%
Otros ingresos.....	3,1	0%	1,0	0%	(2,2)	-69%
Total costos de la operación.....	(880,8)	100%	(1.001,8)	100%	(121,0)	14%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	5.390	70%	5.368	74%	(22)	0%
Gas.....	1.659	21%	1.504	21%	(155)	-9%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	646	8%	318	4%	(328)	-51%
Hidro.....	42	1%	40	1%	(2)	-4%
Total generación bruta.....	7.737	100%	7.230	100%	(507)	-7%
Menos Consumos propios.....	(510)	-7%	(526)	-7%	(16)	3%
Total generación neta.....	7.227	95%	6.705	87%	(523)	-7%
Compras de energía en el mercado spot.....	357	5%	1.009	13%	652	182%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	7.584	100%	7.714	100%	129	2%

El costo de combustibles aumentó un 6% explicado por los mayores precios promedios del diesel y petróleo pesado de 29% y 20%, respectivamente, en comparación al mismo periodo del año anterior. Cabe notar que el precio del gas natural licuado en el sistema se encuentra ligado al precio del diesel.

Nuestra generación bruta registró una caída de un 7% durante el año 2011 en comparación con el año 2010. El faltante para enfrentar el incremento del 2% en las ventas a clientes no-regulados, fue adquirido en el mercado spot a precios más bajos que el año anterior por la entrada de nuevas centrales carboneras al sistema. 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 y por mantenimientos de las unidades carboneras CTA y CTH en el segundo semestre. Sin embargo, en términos de importancia relativa, la generación en base a carbón aumentó desde 70% a un 74% de la generación total de E.CL, en tanto la generación en base a gas se mantuvo en 21%, desplazando la generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado, Esta última se vio desplazada por la entrada en operación del Terminal GNL Mejillones en mayo de 2010 y por las nuevas unidades carboneras CTA, CTH y Angamos I y II.

Los otros costos directos de la operación se incrementaron en US\$ 28,4 millones por mayores servicios a terceros que incorporan mantenciones y reparaciones por US\$ 8 millones, costos de operación y mantenimiento de CTA/CTH por aproximadamente US\$ 16 millones y otros gastos de asesorías, y aumentos en las primas de seguros por US\$ 3,3 millones. En tanto los gastos de administración y venta se incrementaron un 20% básicamente por mayores gastos administrativos para sustentar el crecimiento de la compañía, pagos de plan de retiro, bono de término de conflicto y efecto del tipo de cambio.

En el 4T11, la compañía decidió efectuar una provisión de incobrables de US\$ 3 millones, la cual está incluida en otros ingresos operacionales netos. Esto contrasta con un reverso de provisión de incobrables de US\$ 2 millones efectuado en el 4T10.

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 Diciembre 2011

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

EBITDA	12M - 2010		12M- 2011		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.121,0	100%	1.256,6	100%	135,6	12%
Total costo de ventas	(844,5)	-75%	(955,4)	-76%	(110,9)	13%
Ganancia bruta	276,5	25%	301,2	24%	24,7	9%
Total selling, general and administrative expenses and other operating income/(costs).	(36,3)	-3%	(46,4)	-4%	(10,1)	28%
Ganancia Operacional	240,2	21%	254,8	20%	14,6	6%
Depreciacion and amortization.....	99,6	9%	110,5	9%	10,9	11%
Provisiones de incobrables (reversos)	(2,0)	0%	3,0	0%	5,1	-250%
EBITDA	337,8	30%	368,3	29%	30,5	9%

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

El EBITDA alcanzó US\$ 368,3 millones, un aumento de 9% en el acumulado a diciembre de 2011. Aislado el efecto de los otros ingresos operacionales del año 2010 por la indemnización de US\$ 42,5 millones recibida de parte de Tecpetrol e YPF y el efecto del cobro de los boletas de garantía por US\$63 millones, así como el acuerdo con un cliente con un efecto negativo de US\$11 millones en el año 2011, el EBITDA hubiese mostrado un incremento de US\$21 millones, desde US\$295,3 millones en 2010 a US\$316,3 millones en 2011.

Resultados financieros

Información a Diciembre 2011

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

	<u>12M - 2010</u>		<u>12M - 2011</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	4,3	1%	3,9	0%	(0,4)	-9%
Gastos financieros.....	(14,1)	-2%	(30,4)	-3%	(16,3)	116%
Diferencia de cambio.....	15,7	2%	(1,6)	0%	(17,3)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(1,2)	0%	(1,0)	0%	0,2	-19%
Total resultado no operacional	4,7	1%	(29,1)	-3%	(33,8)	-720%
Ganancia antes de impuesto.....	244,9	31%	225,7	25%	(19,2)	-8%
Impuesto a las ganancias.....	(44,7)	-6%	(47,1)	-5%	(2,4)	5%
Ganancia después de impuestos.....	200,2	25%	178,6	19%	(21,6)	-11%
Ganancia por acción.....	0,189		0,170		(0,019)	-10%

En el año, la utilidad neta disminuyó un 11% debido a los mayores gastos financieros y al efecto de la menor diferencia de cambio

Los gastos financieros muestran un incremento de US\$ 16,3 millones debido a la emisión del bono 144-A por US\$400 millones en diciembre de 2010, el cual fue utilizado para pagar deuda con compañías relacionadas, y a los gastos financieros del financiamiento de proyecto de CTA que dejaron de capitalizarse a contar del inicio de la operación comercial del proyecto, el 15 de julio de 2011.

Las fluctuaciones del tipo de cambio durante el período llevaron a una pérdida por diferencia de cambio de US\$ 1,6 millones. Esto contrasta con la utilidad de US\$ 15,7 millones en el acumulado a diciembre de 2010. La pérdida por diferencia de cambio se origina por el efecto de los movimientos dispares del tipo de cambio ocurridos durante 2011 que afectaron 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\$ 21,8 millones, equivalente a un 11%, principalmente producto de los mayores gastos financieros y a la ausencia de utilidades por tipo de cambio. La tasa de impuestos aumentó a un 20%, con lo que se obtuvo ganancias después de impuestos de US\$ 0,170 por acción.

Liquidez y recursos de capital

A fines de diciembre de 2011, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$ 192,5 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto-plazo. Esto frente a una deuda financiera total nominal de US\$ 683,1 millones, de la cual sólo US\$ 6,1 millones tienen vencimiento dentro de un año.¹

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

Información a Diciembre 2011

(En millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2010	2011
Flujos de caja netos provenientes de la operación	241,9	417,6
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(205,6)	(183,9)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(68,1)	(190,0)
Cambio en el efectivo	(31,8)	43,7

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación durante el año 2011 derivó principalmente de las ganancias operacionales obtenidas en el período, incluyendo el cobro de boletas de garantía por US\$63 millones. En tanto en el 2010 incluyó además la compensación de Tecpetrol y parte de la compensación de YPF.

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 diciembre de 2011 y de 2010 ascendieron a los US\$ 120,6 millones y US\$ 187,8 respectivamente, según se detalla a continuación:

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

(En millones de US\$)

CAPEX	2010	2011
CTA.....	78,7	28,0
CTH ⁽¹⁾	28,7	20,0
Central Tamaya.....	3,4	-
Subestación El Cobre substation y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	55,1	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	6,6	24,0
Mejoras Medioambientales	4,1	16,0
Otros	11,2	32,6
Total inversión en activos fijos	187,8	120,6

(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 diciembre de 2011 fueron las siguientes:

- El 5 de mayo de 2011, E.CL pagó dividendos por un total de US\$100 millones, correspondientes al 50% de la utilidad neta de 2010.

- El 15 de junio y el 15 de diciembre de 2011, CTA pagó las dos primeras cuotas de capital de su financiamiento de proyecto por un total acumulado de US\$ 5,6 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 31 de diciembre 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\$)					
	<u>Total</u>	<u>< 1 año</u>	<u>1 - 3 años</u>	<u>3 - 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
Deuda bancaria.....	283,1	6,1	18,4	24,0	234,7
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	3,0	1,8	1,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	11,1	11,1	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	32,6	-	-	-	32,6
Total	<u>729,8</u>	<u>19,0</u>	<u>19,4</u>	<u>24,0</u>	<u>667,4</u>

La deuda bancaria al 31 de diciembre 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\$ 283,1 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\$ 3,0 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado negativo de US\$ 32,6 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	Provisorio (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 31 de diciembre de 2011, un 92% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$ 683 millones, estaba a tasa fija. El 8% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

Al 31 de Diciembre 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⁾	5,0	7,2	7,8	9,5	202,2	226,7	231,7
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0	400,0
Tasa variable								
(US\$)	LIBOR (180) + 2.50% p.a. ⁽¹⁾	1,1	1,6	1,7	2,1	44,9	50,4	51,5
Total ⁽²⁾		6,1	8,8	9,6	11,6	647,1	677,1	683,1

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

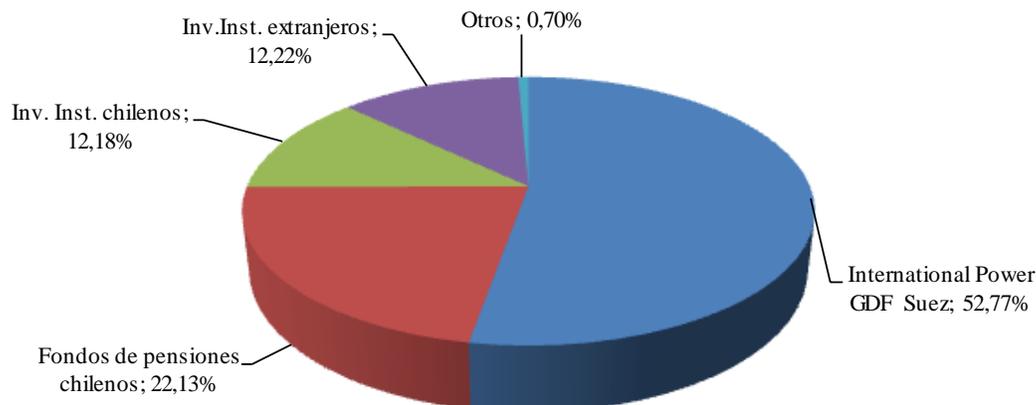
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que 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 31 de diciembre 2011

N° de accionistas: 1.969



ANEXO 1

**ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES
RESUMIDOS**

	Ventas Física (en GWh)									
	<u>2010</u>					<u>2011</u>				
	<u>1T10</u>	<u>2T10</u>	<u>3T10</u>	<u>4T10</u>	<u>12M Total</u>	<u>1T11</u>	<u>2T11</u>	<u>3T11</u>	<u>4T11</u>	<u>12M Total</u>
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.717	1.789	1.831	1.859	7.196	1.800	1.904	1.828	1.824	7.356
Ventas de energía al mercado spot	22	25	69	22	139	0	-	60	64	124
Total ventas de energía.....	1.740	1.814	1.900	1.881	7.335	1.800	1.904	1.889	1.888	7.480
Generación bruta por combustible										
Carbón.....	1.343	1.367	1.395	1.285	5.390	1.167	1.304	1.508	1.390	5.368
Gas.....	196	396	528	539	1.659	391	396	342	375	1.504
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	285	175	126	60	646	119	96	39	64	318
Hidro.....	12	11	10	10	42	13	9	8	11	40
Total generación bruta.....	1.835	1.949	2.059	1.894	7.737	1.689	1.805	1.897	1.838	7.230
Menos Consumos propios.....	(121,0)	(128,5)	(135,7)	(124,9)	(510,0)	(100,1)	(127,1)	(150,0)	(148,4)	(525,6)
Total generación neta.....	1.714	1.820	1.923	1.769	7.227	1.589	1.678	1.747	1.690	6.705
Compras de energía en el mercado spot										
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	91	61	38	167	357	289	266	196	258	1.009
	1.805	1.881	1.961	1.937	7.584	1.878	1.944	1.943	1.948	7.714

Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

IFRS	2010					2011				
	1T10	2T10	3T10	4T10	12M10	1T11	2T11	3T11	4T11	12M11
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes no regulados.....	221,0	239,6	247,9	254,4	962,9	267,4	307,2	252,0	245,0	1.071,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	3,1	9,1	23,4	14,0	49,6	13,9	10,6	19,9	17,3	61,6
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	224,1	248,7	271,3	268,4	1.012,5	281,3	317,8	271,9	262,3	1.133,2
Ventas por distribución de gas.....	3,5	1,0	3,3	4,9	12,7	1,5	1,5	1,2	1,4	5,6
Otros ingresos operacionales.....	18,5	23,2	8,7	45,5	95,9	19,3	11,5	11,8	75,2	117,7
Total ingresos operacionales.....	246,0	272,9	283,3	318,8	1.121,0	302,1	330,8	284,9	338,8	1.256,6
Costos de la operación										
Combustibles.....	(103,5)	(130,4)	(132,5)	(137,5)	(503,9)	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)
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)	(32,1)	(74,9)	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)
Otros costos directos de la operación.....	(24,1)	(23,0)	(23,5)	(29,2)	(98,5)	(24,9)	(26,0)	(32,1)	(26,3)	(109,3)
Total costos directos de ventas.....	(170,3)	(213,4)	(214,3)	(246,6)	(844,5)	(238,5)	(260,7)	(225,8)	(230,4)	(955,4)
Gastos de administración y ventas.....	(10,1)	(6,2)	(9,8)	(12,2)	(38,3)	(10,0)	(14,5)	(10,5)	(11,2)	(46,2)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,2)	(1,1)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,2)
Otros ingresos de la operación.....	0,2	0,4	0,6	1,9	3,1	0,7	0,3	0,3	(0,3)	1,0
Total costos de la operación.....	(180,5)	(219,4)	(223,7)	(257,1)	(880,8)	(248,1)	(275,2)	(236,9)	(241,5)	(1.001,8)
Ganancia operacional.....	65,5	53,5	59,5	61,7	240,2	54,0	55,6	48,6	96,7	254,8
EBITDA.....	89,3	77,3	82,1	89,1	337,8	79,2	81,9	81,0	126,3	368,3
Ingresos financieros.....	1,0	1,2	1,2	0,9	4,3	1,0	1,2	0,9	0,7	3,9
Gastos financieros.....	(2,7)	(6,7)	(3,1)	(1,6)	(14,1)	(3,7)	(4,1)	(10,2)	(12,4)	(30,4)
Diferencia de cambio.....	(4,1)	(7,9)	21,2	6,5	15,7	(5,9)	10,6	(13,5)	7,1	(1,6)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales.....	-	(1,0)	2,3	(2,5)	(1,2)	(0,2)	(0,2)	(0,5)	(0,2)	(1,0)
Total resultado no operacional	(5,9)	(14,3)	21,6	3,3	4,7	(8,7)	7,6	(23,2)	(4,8)	(29,1)
Ganancia antes de impuesto.....	59,6	39,3	81,2	65,0	244,9	45,3	63,0	25,4	92,0	225,7
Impuesto a las ganancias.....	(11,2)	(9,0)	(11,0)	(13,5)	(44,7)	(11,3)	(12,9)	(5,4)	(17,4)	(47,1)
Ganancia después de impuestos.....	48,5	30,2	70,2	51,5	200,2	34,0	50,1	19,9	74,6	178,6
Ganancia por acción.....	0,046	0,029	0,066	0,049	0,189	0,032	0,048	0,019	0,071	0,170

Balance Trimestral

(En millones de US\$)

	2010				2011			
	31-Mar-10	30-Jun-10	30-Sep-10	31-Dec-10	31-Mar-11	30-Jun-11	30-Sep-11	31-Dec-11
Activo corriente								
Efectivo y efectivo equivalente (1)	201,7	226,2	186,9	148,8	156,8	163,4	79,3	192,6
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	165,0	158,2	181,7	242,4	240,6	231,4	204,5	188,5
Impuestos por recuperar	134,9	104,0	133,5	32,8	44,5	30,2	39,4	52,5
Otros activos corrientes	63,2	64,2	82,6	244,4	272,1	199,6	234,8	199,9
Total activos corrientes	564,7	552,6	584,8	668,4	713,9	624,6	557,9	633,4
Activos no corrientes								
Propiedades, planta y equipos - neto	1.781,7	1.693,4	1.731,9	1.739,0	1.753,1	1.739,9	1.782,2	1.791,5
Otros activos no corrientes	394,3	367,8	356,8	404,9	403,5	407,6	394,1	386,1
TOTAL ACTIVO	2.740,7	2.613,8	2.673,4	2.812,3	2.870,5	2.772,1	2.734,2	2.811,0
Pasivos corrientes				0				
Deuda financiera (1)	26,2	18,1	453,1	55,6	64,3	66,0	12,9	13,2
Otros pasivos corrientes	125,6	103,5	154,1	292,7	308,7	218,4	219,3	247,0
Total pasivos corrientes	151,8	121,6	607,2	348,3	373,0	284,3	232,2	260,2
Pasivos no corrientes								
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	695,2	805,7	312,1	662,6	659,9	663,3	689,8	685,5
Otros pasivos de largo plazo	180,4	160,6	169,2	180,4	180,8	187,2	187,6	187,5
Total pasivos no corrientes	875,6	966,3	481,3	843,0	840,7	850,5	877,4	873,0
Patrimonio	1.713,3	1.525,9	1.584,9	1.621,0	1.656,8	1.637,2	1.624,7	1.677,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.740,7	2.613,8	2.673,4	2.812,3	2.870,5	2.772,1	2.734,2	2.811,0

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

(2) Incluye deuda con compañías relacionadas.

CONFERENCIA TELEFONICA 4T11

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre de 2011, el día viernes 3 de febrero 2012 a las 9:00 am (Eastern Time) – 11: 00 (local time)

Dirigida por:

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

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

Passcode I.D.: #42096565, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

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

Passcode I.D.: #42096565. La repetición estará disponible hasta el día 11 de febrero 2012.