

**E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$25 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$80 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2014.**

EL EBITDA ALCANZÓ US\$79,9 MILLONES EN EL TRIMESTRE LO QUE REPRESENTA UN AUMENTO DE 20% RESPECTO AL MISMO TRIMESTRE DEL AÑO ANTERIOR, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR DESEMPEÑO OPERACIONAL DE LA COMPAÑÍA EN ESTE PRIMER PERIODO. POR SU PARTE, EL RESULTADO NETO DEL EJERCICIO DEL PRIMER TRIMESTRE SE INCREMENTÓ UN 49% RESPECTO AL MISMO PERIODO.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$308,4 millones, aumentando un 8% en comparación al primer trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente a mayores precios promedio monómico realizados, tanto en ventas a clientes libres como a regulados y, en menor medida, a ingresos no recurrentes.
- **El EBITDA** del primer trimestre alcanzó US\$79,9 millones, con un margen EBITDA de 25,9%, lo que significó un aumento de 20% respecto al mismo trimestre del año anterior y de un 32% respecto al último trimestre de 2013 debido a un mejor desempeño operacional.
- **La utilidad neta** del trimestre alcanzó US\$24,8 millones, lo que representa un aumento de 49% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

**Resumen de resultados**  
(En millones de US\$)

	1T13	1T14	Var %
<b>Total ingresos operacionales</b>	285,1	308,4	8%
<b>Ganancia operacional</b>	31,0	47,0	51%
<b>EBITDA</b>	66,8	79,9	20%
<b>Margen EBITDA</b>	23,4%	25,9%	11%
<b>Efectos no recurrentes</b>	-	6,0	-
<b>EBITDA sin efectos recurrentes</b>	66,8	73,9	11%
<b>Total resultado no operacional</b>	(8,2)	(10,8)	32%
<b>Ganancia después de impuestos</b>	17,9	27,0	51%
<b>Ganancia atribuible a los controladores</b>	16,6	24,8	49%
<b>Ganancia atribuible a participaciones no controladoras</b>	1,2	2,2	81%
<b>Ganancia por acción</b>	0,02	0,02	39%
<b>Ventas de energía (GWh)</b>	2.406	2.271	-6%
<b>Generación neta de energía (GWh)</b>	2.096	2.026	-3%
<b>Compras de energía al mercado spot (GWh)</b>	369	306	-17%

*E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el 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 marzo de 2014, E.CL mantenía un 51% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a GDF Suez. El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a [www.e-cl.cl](http://www.e-cl.cl).*

## HECHOS DESTACADOS

### ➤ PRIMER TRIMESTRE DE 2014:

- **Cambio Presidente Directorio:** El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 28 de enero de 2014, acordó aceptar la renuncia a los cargos de director y Presidente presentada don Jan Flachet, quien pasó a asumir otras funciones dentro del Grupo GDF Suez, y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Juan Clavería Aliste.
- **Inicio construcción línea de transmisión SING - SIC:** Con fecha 28 de enero de 2014, E.CL, a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (“TEN”), dio la orden de proceder con la construcción de este proyecto consistente en una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV y 1.500 MVA por circuito, de una extensión aproximada de 580 kilómetros. Esta línea permitirá conectar y evacuar la electricidad de unidades de generación conectadas directamente a ella en Mejillones e inyectarla en el sector denominado Cardones, en el norte del SIC. En efecto, se informó que TEN aceptó la oferta a firme de la empresa Alusa Ingeniería Ltda. para la construcción del proyecto, en modalidad EPC llave en mano. De conformidad con la referida oferta, TEN suscribió y emitió la orden de proceder a Alusa Ingeniería Ltda. para el desarrollo de la ingeniería de detalle y ejecución de las denominadas “obras tempranas” del proyecto y para la adquisición de equipos electromecánicos requeridos para éste por un valor aproximado de US\$ 20 millones. En razón de lo anterior, y conforme a la normativa vigente, TEN declaró el inicio de construcción del proyecto a la Comisión Nacional de Energía y al CDEC-SIC.

El proyecto involucra un monto total de inversión de aproximadamente US\$700 millones. E.CL ya ha empezado la búsqueda de uno o más socios para incorporarlos a su desarrollo y, asimismo, se encuentra analizando la mejor estructura de financiamiento de forma de posibilitar el crecimiento de E.CL en otros proyectos energéticos en el futuro. Por sus características, el proyecto es apto para conectarse al Sistema Interconectado del Norte Grande en Mejillones, y, además, tiene el potencial de dar a E.CL acceso a un nuevo mercado de clientes libres y/o de distribución en el Sistema Interconectado Central, utilizando para ello centrales existentes o nuevas centrales a ser construidas.

- **CTM3:** Con fecha 28 de marzo E.CL informó a los CDEC y a la CNE que a contar del mes de junio de 2017, E-CL interconectará al Sistema Interconectado Central la unidad de generación de ciclo combinado denominada CTM-3, que forma parte de la Central Térmica Mejillones, de propiedad de E-CL, ubicada en la citada comuna y que actualmente se encuentra interconectada al SING. Esta unidad operaría inicialmente con diesel y posteriormente con gas y/o diesel en caso que se cierren los respectivos acuerdos.

## HECHOS POSTERIORES

- **Terremoto:** el día 2 de abril, la zona norte de Chile fue impactada por un terremoto de 8,2 grados escala Richter, el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de E.CL. Las instalaciones de generación, portuarias y de transporte de gas no sufrieron daños, mientras que algunas instalaciones de transmisión eléctrica sufrieron daños menores que las pusieron temporalmente fuera de servicio, encontrándose actualmente reparadas. Debido a lo anterior, E.CL S.A. pudo entregar el suministro requerido por el sistema y sus clientes una vez superados los efectos de dicho evento constitutivo de fuerza mayor.
- **Proyecto Reforma Tributaria :** en abril se ingresó al Congreso un proyecto de Reforma Tributaria que hace referencia, entre otras cosas, a un incremento gradual en la tasa de impuesto desde un 20% a un 25% así como también al establecimiento de un impuesto anual a las emisiones locales (PM, SOx, NOx) de 0,1 US\$/ton; y globales (CO2) de 5 US\$/ton producidas por fuentes conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible.
- En abril, nuestro **proyecto eólico Calama** (de hasta 228MW de potencia bruta) fue registrado en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (“*Clean Development Mechanism*” o “*CDM*”) de las Naciones Unidas.

El proyecto tiene un potencial anual de generación de CER de más de 500.000 toneladas, que lo hace uno de los mayores proyectos certificados como CDM bajo desarrollo en Chile.

- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 de US\$0,0375803332 por acción. Esto representa un total de US\$39.583.732,32, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2013, el cual se pagará el día 23 de mayo de 2014.
- **Nueva política de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de Agosto y Diciembre de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de Mayo de cada año.

## ANTECEDENTES GENERALES

E.CL opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad al norte del país y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoelectrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diésel.

Durante el primer trimestre de 2014, el costo marginal promedio alcanzó los US\$87,9/MWh, superior a los US\$78,3/MWh del primer trimestre del año anterior. El costo marginal del 1T14 fue levemente inferior a los US\$89,1/MWh del cuarto trimestre de 2013, que reflejó una mayor demanda y una menor disponibilidad del parque generador eficiente. En el mes de enero, el costo marginal promedio fue de US\$92,4/MWh, lo que representó un disminución de 6,9% con respecto al mismo mes del año 2013 y un aumento de 3% con respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de febrero, el costo marginal promedió los US\$98,8/MWh, lo que representó un aumento de 43,7% respecto del mismo mes del año anterior y de 6,9% respecto del mes anterior. Finalmente, en el mes de marzo, el costo marginal fue de US\$73,57/MWh, lo que representó un aumento de 11,7% respecto del mismo mes del año anterior y una caída de 25,6% con respecto al mes anterior.

Cabe notar, sin embargo, que los costos marginales no consideran los sobrecostos de operación del sistema según lo establecido en la Resolución Ministerial 39 y el Decreto Supremo 130. Estos sobrecostos se refieren a costos de la operación, por sobre los costos determinados según el despacho económico de las centrales, por razones tales como mayor seguridad global del servicio, pruebas, limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a su mínimo técnico. Este último tipo de sobrecostos por operaciones de centrales a su mínimo técnico se rigen por el DS130 desde el 1 de enero de 2013. Los sobrecostos incurridos por generadoras operando en dicha condición se suman y el total se proratea entre los generadores en función de sus retiros. De esta forma, cada generador debe pagar o recibir, según sea el caso, la diferencia entre su prorrata y el sobrecosto efectivamente incurrido por dicho generador. Por lo tanto, aquellos generadores que incurren en sobrecostos de operación son remunerados por los generadores con mayores retiros y estos últimos pueden traspasar parte de este sobrecosto a las tarifas finales según las condiciones contractuales pactadas con los clientes. Los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$48 millones en el primer trimestre de este año, superiores a los del primer trimestre del año anterior que fueron de US\$34,8 millones, e inferiores a los del trimestre anterior que alcanzaron los US\$48,8 millones.

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

**Generación por Tipo de Combustible (en GWh)**

<b>Tipo de Combustible</b>	<b>1T 2013</b>		<b>2T 2013</b>		<b>3T 2013</b>		<b>4T 2013</b>		<b>1T2014</b>	
	<b>GWh</b>	<b>% of total</b>	<b>GWh</b>	<b>% of total</b>						
Hidro	21	0%	18	0%	19	0%	20	0%	22	1%
Carbón	3.497	82%	3.452	82%	3.619	84%	3.533	80%	3.482	82%
GNL	451	11%	323	8%	408	9%	427	10%	387	9%
Diesel / Petróleo pesado	251	6%	400	9%	248	6%	425	10%	312	7%
Solar / cogeneración	28	1%	27	1%	38	1%	33	1%	61	1%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.248</b>	<b>100%</b>	<b>4.220</b>	<b>100%</b>	<b>4.331</b>	<b>100%</b>	<b>4.439</b>	<b>100%</b>	<b>4.265</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Es importante destacar que la generación a partir de GNL disminuyó en este trimestre en comparación con el primer trimestre de 2013 por una menor disponibilidad de gas en el sistema explicada por el calendario de llegada de naves. Por lo tanto, la generación con diésel aumentó. Sin embargo, en comparación con el cuarto trimestre del año pasado, la generación a diésel y petróleo pesado disminuyó dada la menor demanda del sistema en el primer trimestre de este año.

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

**Generación por Empresa (en GWh)**

<b>Empresa</b>	<b>1T 2013</b>		<b>2T 2013</b>		<b>3T 2013</b>		<b>4T 2013</b>		<b>1T2014</b>	
	<b>GWh</b>	<b>% del total</b>	<b>GWh</b>	<b>% del total</b>						
Norgener / Angamos	1.524	36%	1.327	31%	1.306	30%	1.558	35%	1.503	35%
Celta	265	6%	243	6%	292	7%	119	3%	256	6%
GasAtacama	156	4%	284	7%	164	4%	328	7%	225	5%
E.CL (con CTH al 100%)	2.260	53%	2.322	55%	2.515	58%	2.384	54%	2.204	52%
Otros	42	1%	44	1%	54	1%	51	1%	77	2%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.248</b>	<b>100%</b>	<b>4.220</b>	<b>100%</b>	<b>4.331</b>	<b>100%</b>	<b>4.439</b>	<b>100%</b>	<b>4.265</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2014 se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 50% de participación. En este primer trimestre, la compañía tuvo centrales temporalmente fuera de servicio por mantenencias programadas e instalación de sistemas de reducción de emisiones.

Los niveles de demanda y de generación de electricidad en el SING muestran normalmente una baja en el primer trimestre del año. En el primer trimestre de 2014, la demanda y la generación se mantuvieron a niveles muy similares a los observados en el primer trimestre de 2013. Si bien algunas faenas mineras mostraron aumentos en su demanda de electricidad, hubo otras como Chuquicamata, Gaby, Radomiro Tomic y Zaldívar que exhibieron menor demanda debido a su programación de producción y labores de mantención en sus operaciones.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos trimestrales finalizados al 31 de Marzo de 2014 y 31 de Marzo de 2013, 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](http://www.svs.cl)).

Se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

### Resultados de las operaciones

## Primer trimestre de 2014 comparado con el cuarto trimestre de 2013 y primer trimestre de 2013

### Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A.
	1T 2013		4T 2013		1T 2014			
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total		
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	222,8	84%	214,1	81%	209,9	80%	-2%	-6%
Ventas a clientes regulados.....	41,4	16%	46,2	17%	46,5	18%	1%	12%
Ventas al mercado spot.....	2,4	1%	4,2	2%	5,8	2%	36%	141%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>266,5</b>	<b>93%</b>	<b>264,5</b>	<b>85%</b>	<b>262,1</b>	<b>85%</b>	<b>-1%</b>	<b>-2%</b>
Ventas por distribución de gas.....	0,4	0%	(0,4)	0%	10,9	4%	-2733%	2367%
Otros ingresos operacionales.....	18,1	6%	47,8	15%	35,3	11%	-26%	95%
		0%		0%		0%		
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>285,1</b>	<b>100%</b>	<b>311,8</b>	<b>100%</b>	<b>308,4</b>	<b>100%</b>	<b>-1%</b>	<b>8%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados <sup>(1)</sup> .....	1.930	80%	1.914	79%	1.745	77%	-9%	-10%
Ventas de energía a clientes regulados.....	444	18%	465	19%	451	20%	-3%	2%
Ventas de energía al mercado spot.....	33	1%	58	2%	75	3%	29%	129%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.406</b>	<b>100%</b>	<b>2.437</b>	<b>100%</b>	<b>2.271</b>	<b>100%</b>	<b>-7%</b>	<b>-6%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)<sup>(2)</sup> .....</b>	<b>114,7</b>		<b>110,7</b>		<b>118,5</b>		<b>7%</b>	<b>3%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh)<sup>(3)</sup> .....</b>	<b>93,1</b>		<b>99,3</b>		<b>103,1</b>		<b>4%</b>	<b>11%</b>

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

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

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$262,1 millones, representando una disminución de 1% comparado con el trimestre anterior, debido principalmente a las menores ventas físicas a clientes libres y regulados. En tanto, la disminución de 2% en las ventas de energía con respecto al mismo trimestre del año anterior se explica por menores ventas físicas a clientes libres. En ambos casos se compensa con mayores ventas al mercado spot.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$209,9 millones, una disminución de 6% con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a un menor volumen de ventas asociado al término del contrato con Mantos Blancos por 40 MW, que venció a fines de septiembre, y una menor demanda de Chuquicamata, Gaby, Esperanza y Radomiro Tomic, asociadas a sus programas de producción. Estas menores ventas se compensaron con

una mayor tarifa monómica promedio de clientes libres debido principalmente a la menor demanda de algunos clientes que tienen un componente take-or-pay en sus tarifas y al incremento de tarifas indexadas al precio del gas según el índice Henry Hub.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$46,5 millones, mostrando un incremento respecto al trimestre anterior, asociado a un aumento de 7% en la tarifa monómica promedio. Cabe recordar que la tarifa aumentó en aproximadamente US\$5/MWh a partir de noviembre 2013 debido a la revisión tarifaria semestral pactada por contrato.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron un aumento en comparación con el trimestre anterior y también con respecto al primer trimestre de 2013. Esto se debió principalmente a mayores ventas al mercado spot por parte de CTA. Sin embargo, en términos consolidados E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación. En el primer trimestre, E.CL registró compras netas cercanas a los 231 GWh, superiores a las compras netas del cuarto trimestre que fueron de 204 GWh asociadas principalmente a la menor generación con gas y a mantenciones de centrales a carbón. Sin embargo, las compras netas de energía en el mercado spot disminuyeron en comparación con el primer trimestre del año anterior, en que alcanzaron 327 GWh en gran parte debido a la filtración en el sistema de enfriamiento de CTA y CTH que las tuvo fuera de servicio por aproximadamente 20 días en enero de 2013. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el centro de despacho de carga CDEC.

Las ventas por distribución de gas consideran las ventas de este combustible a terceros. Durante este trimestre E.CL vendió gas a AES Gener.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de combustibles a terceros. Cabe destacar que en el primer trimestre de 2014 se reconocieron US\$6 millones de ingresos producto de los términos del acuerdo de recepción final de CTA y CTH firmado con la empresa contratista de dichos proyectos en marzo de 2014.

## Costos operacionales

### Información Trimestral

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

	1T 2013		4T 2013		1T 2014		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(113,5)	47%	(108,1)	41%	(109,6)	44%	1%	-3%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(35,9)	15%	(42,9)	16%	(37,0)	15%	-14%	3%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(35,5)	15%	(20,0)	8%	(32,6)	13%	63%	-8%
Otros costos directos de la operación	(58,1)	24%	(91,7)	35%	(71,7)	29%	-22%	23%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(243,1)</b>	<b>96%</b>	<b>(262,8)</b>	<b>97%</b>	<b>(251,0)</b>	<b>96%</b>	<b>-5%</b>	<b>3%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	5%	(11,1)	4%	(10,6)	4%	-4%	-13%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,6)	0%	(0,4)	0%	-39%	44%
Otros ingresos/costos de la operación...	0,2	0%	2,4	-1%	0,6	0%	-77%	136%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(254,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(272,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(261,4)</b>	<b>100%</b>	<b>-4%</b>	<b>3%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.710	76%	1.859	78%	1.731	79%	-7%	1%
Gas.....	451	20%	424	18%	381	17%	-10%	-16%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	87	4%	88	4%	77	3%	-13%	-12%
Hidro.....	12	1%	13	1%	15	1%	17%	18%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.260</b>	<b>100%</b>	<b>2.384</b>	<b>100%</b>	<b>2.204</b>	<b>100%</b>	<b>-8%</b>	<b>-3%</b>
Menos Consumos propios.....	(164)	-7%	(99)	-4%	(178)	-8%	81%	8%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.096</b>	<b>85%</b>	<b>2.285</b>	<b>90%</b>	<b>2.026</b>	<b>87%</b>	<b>-11%</b>	<b>-3%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	369	15%	262	10%	306	13%	17%	-17%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.465</b>	<b>100%</b>	<b>2.547</b>	<b>100%</b>	<b>2.332</b>	<b>100%</b>	<b>20%</b>	<b>-8%</b>

La generación bruta de electricidad disminuyó en un 8% en comparación con el trimestre anterior. En este trimestre hubo una menor disponibilidad de centrales a carbón por mejoras ambientales y trabajos de mantenimiento, especialmente debido a la mantención mayor de la U15 y ajustes de la central CTM2 posteriores a su mantención mayor en el cuarto trimestre de 2013. Lo anterior hizo que la generación a carbón disminuyera en un 7% respecto al trimestre anterior. Sin embargo, la generación con carbón aumentó con respecto al primer trimestre del año 2013 en que la generación de E.CL se vio afectada por mantenimientos programados, faenas asociadas al plan de reducción de emisiones y por las filtraciones en el sistema de enfriamiento de CTA y CTH, que las mantuvo fuera de servicio durante alrededor de 20 días en enero de 2013. La generación con gas registró una disminución debido a una menor disponibilidad de gas resultante del programa de arribo de naves, lo que llevó a la compañía a dejar de generar con gas durante una semana en enero de 2014. Por lo tanto, la generación con gas disminuyó con respecto a los trimestres anteriores, especialmente en comparación con el primer trimestre de 2013 en que existía una mayor disponibilidad de gas remanente del año anterior.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el diésel y los costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US\$98,62/bl durante el 1T14. Esto representó un incremento trimestral de un 1,2% desde US\$97,50/bl en el 4T13 y de 4,7% anual desde US\$94,16/bl en el 1T13. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo con una tendencia a la baja. La menor generación y un menor precio del carbón se reflejaron en una caída de 3% en la partida de combustibles en el primer trimestre con respecto a igual trimestre del año anterior. Las compras de energía en el mercado spot aumentaron levemente en el mismo período debido principalmente a una mayor prorrata de sobrecostos de generación en el sistema.

Las compras físicas en el mercado spot aumentaron un 17% en comparación con el trimestre inmediatamente anterior debido a la menor generación con gas y carbón en este trimestre. En términos monetarios, sin embargo, las compras de energía y potencia cayeron un 14% en comparación con el trimestre anterior debido a las reliquidaciones de potencia firme del primer trimestre y debido a menores pagos compensatorios que E.CL debió afrontar en relación con los sobrecostos de generación en el sistema en comparación con el cuarto trimestre de 2013.

El costo de la depreciación en este trimestre fue menor al del primer trimestre del año anterior, ya que a fines del año 2013 se realizó un cambio en la determinación de las vidas útiles de las unidades carboneras de acuerdo a un informe técnico, dejándolas en el estándar de 40 años y de 45 años para las unidades más antiguas, U12 y U13. Esto se vio compensado en parte por la depreciación de las mejoras ambientales efectuadas a todas nuestras centrales de generación a carbón.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenciones y costos de ventas de combustibles.

Los gastos de administración y ventas presentan una disminución respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año 2013 como resultado de programas de control de costos.

### *Margen Eléctrico*

	2013				2014	
	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>4T13</u>	<u>12M13</u>	<u>1T14</u>
<b>Margen Eléctrico</b>						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	<b>266,5</b>	<b>266,1</b>	<b>261,6</b>	<b>264,5</b>	<b>1.058,6</b>	<b>262,1</b>
Costo de combustible.....	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)	(109,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)	(37,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>117,1</b>	<b>100,1</b>	<b>118,4</b>	<b>113,4</b>	<b>449,1</b>	<b>115,5</b>
<i>Margen eléctrico</i>	<i>44%</i>	<i>38%</i>	<i>45%</i>	<i>43%</i>	<i>42%</i>	<i>44%</i>

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento en el primer trimestre en comparación con el trimestre anterior y una leve caída respecto del mismo trimestre del año anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron levemente en comparación a ambos trimestres. Al comparar con el primer trimestre del año pasado, hubo menores costos de combustibles compensados con mayores compras al mercado spot, por lo que la caída en el margen eléctrico reflejó la caída en los ingresos explicada por la menor venta física. El margen eléctrico en términos porcentuales se mantuvo estable en 44%.

En cambio, se observó una mejoría al comparar con el último trimestre del año pasado, en que llegó a 43%, debido a menores costos por compras de energía en el mercado spot y a una disminución en los sobrecostos de operación del sistema. Si bien en el primer trimestre de 2014 hubo mayores compras físicas al mercado spot, hubo menores pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema, los que llegaron a US\$13,6 millones considerablemente inferiores a los US\$18,2 millones del trimestre anterior. En el primer trimestre de 2014 periodo estuvieron en mantención CTM2, U15 y U16, las que estuvieron fuera de servicio por 16 días -a partir del 6 de enero de 2014-, 47 días -a partir del 24 de enero de 2014-, y 13 días -a partir del 24 de marzo.

## Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	1T 2013		4T 2013		1T 2014		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	285,1	100%	311,8	100%	308,4	100%	-1%	8%
Total costo de ventas	(243,1)	-85%	(262,8)	-84%	(251,0)	-81%	-5%	3%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>42,0</b>	15%	<b>49,0</b>	16%	<b>57,4</b>	19%	17%	37%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(11,0)	-4%	(11,1)	-3%	(10,4)	-3%	-6%	-5%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>31,0</b>	11%	<b>39,8</b>	13%	<b>47,0</b>	15%	n.a.	51%
Depreciación y amortización.....	35,8	13%	19,4	7%	32,9	11%	69%	-8%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>EBITDA</b> .....	<b>66,8</b>	23%	<b>60,4</b>	19%	<b>79,9</b>	26%	32%	20%

Según lo explicado en las secciones anteriores, la estabilidad del margen eléctrico, los menores costos operacionales netos y el impacto del acuerdo con el contratista de CTA y CTH se tradujeron en un significativo aumento del EBITDA. Éste aumentó 32% en comparación con el trimestre anterior y un 20% en comparación con igual periodo del año anterior el que fue afectado negativamente por la parada de CTA y CTH. La ganancia operacional (EBIT) aumentó aún más debido a los menores costos de depreciación resultantes de la extensión de vidas útiles de unidades carboneras determinada a fines de 2013.

## Resultados financieros

Resultados no operacionales	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	1T 2013		4T 2013		1T 2014		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos		
Ingresos financieros.....	1,0	0%	0,3	0%	0,9	0%	190%	-17%
Gastos financieros.....	(11,7)	-4%	(11,6)	-4%	(11,4)	-4%	-2%	-3%
Diferencia de cambio.....	2,7	1%	(0,6)	0%	(0,1)	0%	-87%	-103%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0%	(5,1)	-2%	(0,2)	0%	-96%	5%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(8,2)</b>	-3%	<b>(17,1)</b>	-6%	<b>(10,8)</b>	-4%	-37%	32%
Ganancia antes de impuesto.....	22,8	8%	22,7	7%	36,2	12%	60%	59%
Impuesto a las ganancias.....	(5,0)	-2%	(4,4)	-1%	(9,2)	-3%	n.a.	85%
<b>Utilidad (Perdida) de Actividades</b>								
Continuadas después de impuesto.....	<b>17,9</b>	6%	<b>18,3</b>	6%	<b>27,0</b>	9%	48%	51%
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>16,6</b>	6%	<b>17,0</b>	6%	<b>24,8</b>	8%	46%	49%
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....</b>	<b>1,2</b>	0%	<b>1,3</b>	0%	<b>2,2</b>	1%	n.a.	81%
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO</b>	<b>16,6</b>	6%	<b>17,0</b>	6%	<b>24,8</b>	8%	46%	49%
<b>Ganancia por acción</b> .....	<b>0,017</b>	0%	<b>0,016</b>	0%	<b>0,024</b>	0%	46%	39%

Los gastos financieros disminuyeron levemente con respecto al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior, debido a una menor tasa LIBOR y a la amortización gradual del capital del financiamiento del proyecto CTA. La pérdida de cambio alcanzó US\$0,1 millones, la que contrasta con utilidades de US\$2,7 millones en el mismo trimestre del año anterior, en que el peso chileno se apreció, y mayores pérdidas de cambio de US\$0,6 millones en el trimestre inmediatamente anterior. Cabe notar que a pesar de la depreciación del peso chileno en el primer trimestre, gracias a políticas de calce natural de monedas de pago, se logró minimizar la pérdida de cambio en el período.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 20%, y el impuesto fue superior este trimestre en comparación al trimestre anterior y al mismo periodo del año pasado debido a la mayor utilidad antes de impuesto explicada por el mejor desempeño operacional de la compañía.

La utilidad después de impuesto llegó a los US\$24,8 millones, un incremento de 46% con respecto al trimestre anterior en el que se registró una utilidad neta de US\$17 millones, y un incremento de 49% con respecto al mismo trimestre del año anterior en el que se registró una utilidad de US\$16,6 millones.

## Liquidez y recursos de capital

A fines de marzo de 2014, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$204,9 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$758 millones, de la cual US\$12,8 millones tenían vencimiento dentro de un año.<sup>1</sup>

<b>Información a Marzo 2014</b>		
(En millones de US\$)		
<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b><u>2013</u></b>	<b><u>2014</u></b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	23,9	26,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(6,3)	(37,1)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	-	0,2
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b><u>17,6</u></b>	<b><u>(10,9)</u></b>

### *Flujos de caja provenientes de la operación*

El flujo de caja proveniente de la operación durante el primer trimestre de 2014 alcanzó a aproximadamente US\$26 millones. Éste se compone de flujos operacionales propiamente tales (US\$43 millones), más pagos recibidos según el acuerdo firmado con el contratista de CTA y CTH (US\$9 millones) y menos pagos de intereses (US\$11,25 millones), impuestos a la renta (US\$5,6 millones) y pagos netos de IVA (US\$9,1 millones).

### *Flujos de caja usados en actividades de inversión*

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$37,1 millones. Éste incluyó US\$13,6 millones de inversiones asociadas a la compra de TEN, la nueva filial a cargo del proyecto de construcción de la línea de transmisión desde Mejillones a Cardones en el SIC.

Cabe notar que el estado de flujo de efectivo incluye en esta partida las inversiones en fondos mutuos que para efectos de nuestro análisis consideramos parte del efectivo.

Las principales inversiones en activos fijos se refieren al proyecto de mejoras con fines ambientales, a la mantención mayor de nuestras plantas de generación y otras inversiones tales como estudios y obras tempranas de proyectos y mejoras en sistemas de comunicación.

Nuestras inversiones en activos fijos a marzo 2014 y 2013 ascendieron a los US\$22,3 millones y US\$28,8 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

<sup>(1)</sup> Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía.

## Inversiones en activos fijos

### Información a Marzo de cada año

(En millones de US\$)

<b>CAPEX</b>	<b><u>2013</u></b>	<b><u>2014</u></b>
CTA.....	-	0,2
CTH.....	-	0,2
Central Tamaya.....	1,9	0,2
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	1,9	-
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	9,1	11,6
Mejoras Medioambientales.....	10,3	4,5
Otros	5,6	5,6
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b><u>28,8</u></b>	<b><u>22,3</u></b>

(1) Bajo IFRS se reconocen 100% de estas inversiones.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL lleva a cabo el Proyecto de Reducción de Emisiones (“CAPEX medioambiental”), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental en total cumplimiento a lo exigido por la ley, el material particulado y los gases que sus centrales termoeléctricas emiten a la atmósfera. A la fecha, la compañía ya ha instalado seis filtros de mangas correspondientes a las unidades 1 y 2 de la Central Mejillones y a las unidades 12, 13, 14 y 15 de la Central Tocopilla, con lo cual está cumpliendo la nueva normativa de emisión de material particulado. Adicionalmente está en proceso la implementación de los sistemas para reducir emisiones de gases (NOX y SO2). Actualmente está en proceso de implementación de quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfurización con cal hidratada.

### *Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento*

No se registraron actividades relevantes de financiamiento durante el primer trimestre de 2014, salvo el pago de intereses del bono 144-A, que se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación, y el pago por parte de CTH de la tercera cuota de capital e intereses (US\$12,9 millones) de su préstamo a largo plazo con E.CL, el cual tuvo un efecto neutro en el flujo de caja consolidado de E.CL.

### *Obligaciones contractuales*

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo 2014. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

### Obligaciones Contractuales al 31/03/14

Períodos de vencimiento de pagos

(En millones de US\$)

	<b><u>Total</u></b>	<b><u>&lt; 1 año</u></b>	<b><u>1 - 3 años</u></b>	<b><u>3 - 5 años</u></b>	<b><u>Más de 5 años</u></b>
Deuda bancaria.....	358,0	12,8	32,1	37,3	275,9
Bonos (144 A/Reg S.....)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing.....	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	10,1	10,1	-	-	-
Mark-to-market swaps.....	18,7	-	-	-	18,7
<b>Total</b>	<b><u>787,0</u></b>	<b><u>22,9</u></b>	<b><u>32,1</u></b>	<b><u>37,4</u></b>	<b><u>694,7</u></b>

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 31 de marzo de 2014, éste ascendía a un monto de capital total de US\$358 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes, y terminando con un pago equivalente al 25% del monto total del crédito el 15 de junio de 2025. Los bonos corresponden a nuestra colocación bajo el formato 144-A/Reg S por US\$400 millones a 10 años pagadera en una sola cuota a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual. Los recursos de este bono fueron usados para el prepago total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,2 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$18,7 millones producto de la valorización a precio de mercado de los derivados tomados por CTA para proteger su exposición al riesgo de tasa de interés. Un monto equivalente ha sido debitado a nuestras cuentas de patrimonio.

### Política de dividendos

La política de dividendos de E.CL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley. El 29 de abril de 2014 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2013.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de Agosto y Diciembre de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de Mayo de cada año.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 y el pago anunciado para mayo de 2014 se presentan en el siguiente cuadro:

<b>Dividendos E.CL</b>			
<b>Fecha de Pago</b>	<b>Tipo de Dividendo</b>	<b>Monto</b> (en millones de US\$)	<b>US\$ por acción</b>
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Final (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758

### Política de cobertura de riesgos

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se detalla a continuación:

### ***Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles***

Nuestro negocio está sujeto al riesgo de fluctuaciones en la disponibilidad y en el precio de los combustibles. Nuestra política es proteger a la compañía de estos riesgos hasta donde sea posible mediante la indexación de las tarifas de energía incorporadas en nuestros contratos, procurando que la mezcla de combustibles considerada en nuestras tarifas y su indexación sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad. Es importante mencionar que en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. La compañía ha firmado un contrato de abastecimiento de GNL a largo plazo para suministrar el contrato de EMEL con tarifas vinculadas a Henry Hub; sin embargo, la compañía no comenzó a recibir GNL a precios vinculados al Henry Hub sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Por lo tanto, mientras no comenzara a regir dicho contrato de compra de GNL, la compañía se encontró temporalmente expuesta al riesgo de descalce entre la fluctuación del indicador Henry Hub y las variaciones de costos de combustibles o de los costos marginales a los cuales debió hacer frente para abastecer el contrato de EMEL. Este descalce terminó a fines de 2012 debido al inicio del contrato de abastecimiento de GNL a precios Henry Hub, quedando solo un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaleciente al momento de contratar cada embarque de GNL. Este riesgo queda acotado por el reajuste de tarifa del contrato de EMEL que se gatilla en caso de una variación superior al 10%.

### ***Riesgo de tipos de cambio de monedas***

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos y costos están denominados en dólares y a que buscamos tomar deuda en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es limitada. El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 5% de nuestros costos de operación. Nuestro principal activo denominado en pesos chilenos, el cual se reajusta por inflación, es el IVA por recuperar relacionado a las compras de equipos para nuestros proyectos, CTA y CTH. Sin embargo, producto de disminuciones del IVA crédito fiscal luego de la entrada en operaciones de estos proyectos, esta partida se ha reducido considerablemente. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos al tipo de cambio observado y se reajusta semestralmente, a diferencia de los demás contratos que se ajustan mensualmente, por lo que la exposición al tipo de cambio de este contrato es mayor. Ocasionalmente hemos tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de este contrato y otros activos 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 marzo de 2014, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$758 millones, estaba a tasa fija. El 18% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

**Al 31 de Marzo de 2014**

Vencimiento contractual

(En millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018 y más</u>	<u>TOTAL</u>
<b>Tasa Fija</b>							
	Tasa fija base según swap de						
(US\$)	3,665% p.a. + spread de 2.75% <sup>(1)</sup>	7,8	9,5	10,2	10,8	181,2	219,5
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
<b>Tasa variable</b>							
(US\$)	LIBOR (180) + 2.75% p.a. <sup>(1)</sup>	4,9	6,0	6,4	6,8	114,4	138,5
<b>Total <sup>(2)</sup></b>		<b>12,8</b>	<b>15,5</b>	<b>16,6</b>	<b>17,6</b>	<b>695,6</b>	<b>758,0</b>

(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen sobre LIBOR aumentará en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2016.

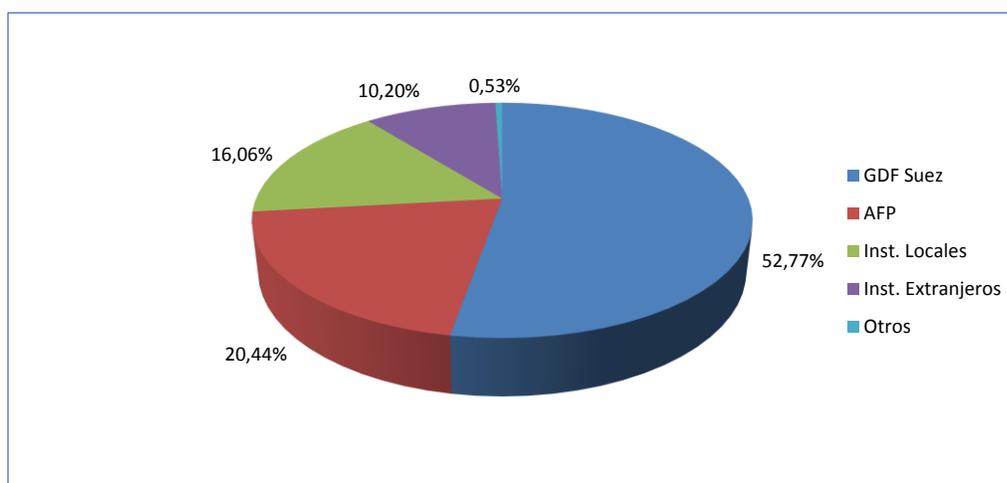
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

**Riesgo de crédito**

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo. Además contamos con el único cliente regulado en el sistema que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales en la región. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

**Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de marzo de 2014**

**N° de accionistas: 1.926**



**N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776**

## ANEXO 1

### ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Física (en GWh)		
	<u>2013</u>		<u>2014</u>
	<u>1T13</u>	<u>4T13</u>	<u>1T14</u>
<b>Ventas físicas</b>			
Ventas de energía a clientes no regulados	1.930	1.914	1.745
Ventas de energía a clientes regulados	444	465	451
Ventas de energía al mercado spot	33	58	75
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b><u>2.406</u></b>	<b><u>2.437</u></b>	<b><u>2.271</u></b>
<b>Generación bruta por combustible</b>			
Carbón.....	1.710	1.859	1.731
Gas.....	451	424	381
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	87	88	77
Hidro.....	12	13	15
<b>Total generación bruta.....</b>	<b><u>2.260</u></b>	<b><u>2.384</u></b>	<b><u>2.204</u></b>
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(164,3)	(98,5)	(177,9)
<b>Total generación neta.....</b>	<b><u>2.096</u></b>	<b><u>2.285</u></b>	<b><u>2.026</u></b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	369	262	306
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b><u>2.465</u></b>	<b><u>2.547</u></b>	<b><u>2.332</u></b>

## Estado de resultados trimestrales

(En millones de US\$)

### IFRS

<b>Ingresos de la operación</b>	<b><u>1T13</u></b>	<b><u>4T13</u></b>	<b><u>1T14</u></b>
Ventas a clientes regulados.....	41,4	46,2	46,5
Ventas a clientes no regulados.....	222,8	214,1	209,9
Ventas al mercado spot y ajustes.....	2,4	4,2	5,8
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>266,5</b>	<b>264,5</b>	<b>262,1</b>
Ventas por distribución de gas.....	0,4	(0,4)	10,9
Otros ingresos operacionales.....	18,1	47,8	35,3
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>285,1</b>	<b>311,8</b>	<b>308,4</b>
<b>Costos de la operación</b>			
Combustibles.....	(113,5)	(108,1)	(109,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(35,9)	(42,9)	(37,0)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(35,5)	(20,0)	(32,6)
Otros costos directos de la operación	(58,1)	(91,7)	(71,7)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(243,1)</b>	<b>(262,8)</b>	<b>(251,0)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(11,0)	(11,1)	(10,6)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,6)	(0,4)
Otros ingresos de la operación.....	0,2	2,4	0,6
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(254,1)</b>	<b>(272,1)</b>	<b>(261,4)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>31,0</b>	<b>39,8</b>	<b>47,0</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>66,8</b>	<b>60,4</b>	<b>79,9</b>
Ingresos financieros.....	1,0	0,3	0,9
Gastos financieros.....	(11,7)	(11,6)	(11,4)
Diferencia de cambio.....	2,7	(0,6)	(0,1)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	(5,1)	(0,2)
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(17,1)</b>	<b>(10,8)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	22,8	22,7	36,2
Impuesto a las ganancias.....	(5,0)	(4,4)	(9,2)
<b>Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto....</b>	<b>17,9</b>	<b>18,3</b>	<b>27,0</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>16,6</b>	<b>17,0</b>	<b>24,8</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...</b>	<b>1,2</b>	<b>1,3</b>	<b>2,2</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>16,6</b>	<b>17,0</b>	<b>24,8</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,017</b>	<b>0,016</b>	<b>0,024</b>

**Balance**  
(En millones de US\$)

	<b>2013</b>	<b>2014</b>
	<b>31-Dec-13</b>	<b>31-Mar-14</b>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	213,4	204,9
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	171,5	203,0
Impuestos por recuperar	39,6	42,5
Otros activos corrientes	223,4	220,6
<b>Total activos corrientes</b>	<b>648,0</b>	<b>670,9</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.944,2	1.925,4
Otros activos no corrientes	404,6	414,4
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>2.996,8</b>	<b>3.010,8</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	21,0	20,3
Otros pasivos corrientes	223,3	213,9
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>244,3</b>	<b>234,2</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	740,3	746,6
Otros pasivos de largo plazo	205,0	207,8
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>945,3</b>	<b>954,5</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>1.683,4</b>	<b>1.696,0</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	<b>123,9</b>	<b>126,1</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1.807,2</b>	<b>1.822,1</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>2.996,8</b>	<b>3.010,8</b>

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

**ANEXO 2**  
**INDICADORES FINANCIEROS**

		<b>INDICADORES FINANCIEROS</b>			
			<b>Dec-13</b>	<b>Dec-12</b>	<b>Var.</b>
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,65	2,79	-5%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,13	2,25	-5%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	403,69	409,53	-1%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,66	0,68	-3%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces)	5,36	5,42	-1%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,03	3,30	-8%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,89	2,60	-27%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	2,4%	3,3%	-29%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,3%	1,9%	-29%

\*últimos 12 meses

## CONFERENCIA TELEFONICA 1Q14

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo de 2014, el día miércoles 30 de abril de 2014 a las 11:00 am (EST) – 11: 00 am (hora local de Chile)

Dirigida por:

Carlos Freitas, Vice-Presidente de Finanzas y Gestión E.CL S.A.

Para participar, marcar: **1 (706) 902-4518**, internacional ó **12300206168 (toll free Chile)**.  
**Passcode I.D.: 24879877**, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar **1(855) 859- 2056 ó (404) 537-3406**  
**Passcode I.D 24879877**. La repetición estará disponible hasta el día 7 de mayo de 2014.