

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$89 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$306 MILLONES EN EL AÑO 2014.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$306 MILLONES EN EL AÑO 2014 LO QUE REPRESENTA UN AUMENTO DE 22% RESPECTO AL AÑO ANTERIOR, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR DESEMPEÑO OPERACIONAL DE LA COMPAÑÍA. ESTO SE TRADUJO EN UNA MEZCLA DE GENERACIÓN MÁS EFICIENTE, CON MENORES COSTOS DE COMBUSTIBLES, LO QUE JUNTO A MAYORES PRECIOS PROMEDIOS DE VENTA Y UN AUMENTO EN LAS VENTAS DE GAS, CONTRIBUYERON A UN AUMENTO SIGNIFICATIVO EN EL RESULTADO NETO DEL EJERCICIO, EL QUE LLEGÓ A US\$89 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$1.241,2 millones, aumentando un 3% en comparación al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a mayores precios monómicos promedio, tanto en ventas a clientes libres como a regulados.
- **El EBITDA** 2014 alcanzó US\$306,4 millones, con un margen EBITDA de 24,7%, lo que significó un aumento de 22% respecto al mismo período del año anterior debido a un mejor desempeño operacional de la compañía.
- **La utilidad neta** acumulada a diciembre 2014 alcanzó US\$88,9 millones, lo que representa un aumento significativo respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	4T13	4T14	Var%	12M13	12M14	Var %
Total ingresos operacionales	311,8	295,0	-5%	1.207,1	1.241,2	3%
Ganancia operacional	40,2	27,8	-31%	116,8	172,3	47%
EBITDA	60,8	62,6	3%	250,3	306,4	22%
Margen EBITDA	19,5%	21,2%	9%	20,7%	24,7%	19%
Efectos no recurrentes	0,0	0,0	-	4,7	6,0	28%
EBITDA sin efectos recurrentes	56,1	62,6	12%	245,6	300,4	22%
Total resultado no operacional	(27,2)	(19,0)	-30%	(61,8)	(50,4)	-18%
Ganancia después de impuestos	8,6	6,2	28%	38,5	94,8	146%
Ganancia atribuible a los controladores	7,3	3,8	48%	29,9	88,9	198%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,3	2,4	88%	8,6	5,9	-32%
Ganancia por acción	0,01	0,00	-48%	0,03	0,08	198%
Ventas de energía (GWh)	2.437	2.327	-4%	9.704	9.210	-5%
Generación neta de energía (GWh)	2.153	2.169	1%	8.795	8.280	-6%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	262	260	-1%	1.177	1.161	-1%

Nota: Para efectos comparativos, la ganancia atribuible a los controladores de la compañía del año 2013 ha sido ajustada con respecto a lo informado el año pasado debido a una re-interpretación contable a raíz de la cual se procedió a ajustar los Estados Financieros auditados al 30 de Junio de 2014, según se explica en mayor detalle en este informe. Por otra parte, el EBITDA de 2013 se presenta aquí después de deducir provisiones de incobrables, según la metodología aplicada por la compañía a partir de 2014.

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 diciembre de 2014, E.CL mantenía un 52% 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.

HECHOS DESTACADOS

➤ CUARTO TRIMESTRE DE 2014:

- **E.CL ingresará como actor relevante al Sistema Interconectado Central de Chile tras adjudicarse 5.040 GWH de energía en licitación de distribuidoras:** Con fecha 12 de diciembre tuvo lugar el acto público de adjudicación de las ofertas económicas presentadas por los interesados en el proceso de licitación de suministro eléctrico denominado “SIC 2013/03- Segundo llamado” realizado por las empresas concesionarias de distribución eléctrica del SIC. E.CL se adjudicó 84 sub-bloques de potencia y energía eléctrica del denominado bloque 3, por un total de 5.040 GWh. Es así que la compañía comenzará a entregar energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a partir del año 2018, por un plazo de 15 años, basada en un portafolio diversificado de fuentes compuestas por instalaciones existentes y nueva capacidad, incluyendo gas natural, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones y energía renovable no convencional. La adjudicación en este proceso permite a E.CL iniciar una etapa relevante de crecimiento, ya que la oferta involucra inversiones por cerca de US\$1.800 millones. Lo anterior incluye la línea de transmisión entre las localidades de Mejillones y Copiapó, además del proyecto de generación Infraestructura Energética Mejillones (IEM) de 375 MW brutos. IEM, que estará ubicada en la comuna de Mejillones, requiere una inversión aproximada de US\$1.100 millones para la construcción de una unidad generadora y un puerto. La energía producida por esta planta en base a carbón se sumará a la de otras unidades térmicas de E.CL existentes en la comuna y a proyectos de ERNC actualmente en desarrollo. Este contrato permitirá además incrementar la participación del gas natural en la matriz energética y el uso del terminal de regasificación de GNL Mejillones. La energía será suministrada a través de una línea de transmisión de doble circuito en corriente alterna, de 600 km y una capacidad de hasta 1.500 MVA. La inversión estimada asciende a US\$700 millones y su materialización tiene el potencial de interconectar los dos principales sistemas eléctricos de Chile viabilizando además el desarrollo de proyectos de ERNC en la parte norte del país.
- **Nuevo bono 144-A/Reg S por US\$350 millones:** Con fecha 29 de octubre, luego de sostener reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres, Los Ángeles y Nueva York, E.CL completó exitosamente la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025, un rendimiento de 4,568% anual y una tasa cupón de 4,5% anual. Los fondos provenientes de dicha emisión fueron utilizados en su totalidad, junto a recursos disponibles de la compañía, en el repago íntegro del financiamiento del proyecto CTA con los bancos IFC y KfW y los costos de terminación anticipada de los contratos “swap” de tasa de interés asociados a dicho financiamiento. Los bancos colocadores fueron Bank of America Merrill Lynch, Citigroup y HSBC Securities (USA) Inc., así como BTG Pactual y Crédit Agricole CIB. Durante el proceso de preparación del prospecto legal para la emisión de dichos bonos, la Sociedad y sus auditores externos revisaron la interpretación aplicada anteriormente sobre los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. En razón de ello y de acuerdo a las normas contables internacionales (IFRS), específicamente la IAS 8, se procedió a ajustar los Estados Financieros al 30 de Junio de 2014 y, para efectos comparativos, también se ajustaron las cuentas patrimoniales a Diciembre de 2013 contenidas en dichos Estados Financieros. El ajuste realizado no afecta los resultados del presente ejercicio ni produce modificación alguna en el monto del Patrimonio Consolidado de la Sociedad, tanto respecto al que tenía al 30 de Junio de 2014 como el que figura en los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2013.

➤ **PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO:**

- **Reforma Tributaria:** Con fecha 29 de septiembre recién pasado fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.780 que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario (la “Reforma Tributaria”), entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida. E.CL envió un hecho esencial con fecha 6 de octubre indicando que en conformidad a lo establecido en la Reforma Tributaria, la Sociedad deberá tributar en base al sistema parcialmente integrado, sin perjuicio que una futura Junta de Accionistas pueda optar por tributar en base al sistema de renta atribuida. De acuerdo a esto, la tasa de impuesto a la renta a la que quedará afecta E.CL aumentará gradualmente desde el 20%, anterior a la aprobación de la reforma, a un 27% en el año 2018. Este aumento de tasa de impuesto tuvo un efecto sobre los impuestos diferidos, el que según la normativa IFRS (NIC 12), produciría un impacto negativo de US\$44 millones en los resultados del tercer trimestre de 2014. Sin embargo, la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), emitió el Oficio Circular N° 856, instruyendo que dicho impacto no deberá ser reflejado en los resultados del ejercicio, sino que deberá imputarse directamente del patrimonio de la compañía. El impacto total real correspondiente a 2014 de las alzas de tasas del Impuesto a la Renta introducida por la Reforma Tributaria ascendió al término del presente año a US\$45,01 millones. Sin perjuicio de lo anterior, si en el futuro una Junta de Accionistas de la Sociedad opta por tributar en base al sistema de renta atribuida se realizarán los ajustes contables correspondientes. Se informa además que la Reforma Tributaria impone un nuevo impuesto a ciertas emisiones liberadas como consecuencia de la operación de unidades termoeléctricas, el cuál empezará a regir a partir del año 2017. Específicamente, se estableció 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. El impacto del impuesto a las emisiones no puede ser cuantificado con exactitud por la Sociedad al día de hoy, por cuanto la realidad operativa de sus unidades puede ser distinta en el año 2017 en comparación con la situación actual.
- **Pago de dividendos:** Con fecha 26 de agosto el directorio aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 7.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,00664571824 por acción, que se pagó en su equivalente en pesos moneda nacional el día 30 de Septiembre de 2014.
- El 10 de julio, **E.CL y Minera Pampa Camarones** presentaron la primera etapa del proyecto de la “Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones” que tendrá una potencia instalada de 6 MW. Un acuerdo comercial entre E.CL y Pampa Camarones hizo posible la construcción de esta planta que abastecerá los consumos de dicha compañía minera con energía renovable.
- **Interrupción de servicio en el SING:** El día 2 de julio la mayor parte del SING sufrió una interrupción del servicio de suministro de electricidad por algunas horas. Aparentemente, el incidente tuvo su origen en la Subestación Crucero mientras se realizaban maniobras asociadas al mantenimiento operacional siguiendo todos los protocolos propios de este tipo de trabajos. Como resultado de la investigación la SEC notificó una multa de US\$700 mil a E.CL.
- **Cambio de Gerente General:** Luego de diez años en Chile liderando la compañía y sus filiales, Lodewijk Verdeyen, dejó su cargo en E.CL para asumir nuevas funciones como Vicepresidente de Desarrollo de Nuevos Negocios para la región Latinoamericana del grupo GDF SUEZ. A contar del día 1 de septiembre de 2014, el señor Verdeyen fue reemplazado por Axel Leveque, quien empezó su carrera en el grupo GDF SUEZ en 1996, trabajando en Bélgica, España, Chile, Perú y Brasil.
- **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. 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.

- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, acordó un pago de dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 de US\$0,0375803332 por acción. Esto representa un total de US\$39.583.732,32, que fue pagado 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.
- **Agenda Energética:** A principios de mayo, el Gobierno presentó la Agenda Energética 2014-2018. El documento plantea siete ejes de trabajo, entre los que destacan un nuevo rol del Estado; reducción de los precios de la energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación del mercado energético; desarrollo de recursos energéticos propios; conectividad para el desarrollo energético; sector energético eficiente y que gestiona el consumo; impulso a la inversión en infraestructura energética y participación ciudadana y ordenamiento territorial. El documento hace hincapié en el desarrollo de los sistemas de transmisión eléctrica, específicamente, la interconexión de los sistemas interconectado central (SIC) y del Norte Grande (SING).
- **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 hasta 1.500 MVA por circuito, de una extensión aproximada de 600 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.

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 y un incipiente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

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 segundo trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$89/MWh, alcanzando su mayor nivel en abril y luego bajando en forma significativa en junio. Cabe destacar que en este trimestre, debido a una mayor disponibilidad de gas y a fallas y mantenimientos de centrales carboneras, se produjo una mayor generación con GNL. Esto provocó un cambio en la mezcla de combustibles utilizada en la generación de electricidad en el sistema en el trimestre, disminuyendo el peso relativo de la generación a carbón.

En el tercer trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$68,8/MWh. Cabe destacar que en este trimestre se produjo una recuperación en la generación con carbón.

En el cuarto trimestre, el costo marginal promedio bajó a US\$55,61/MWh. En este trimestre, E.CL y el parque generador del SING en general presentaron una buena disponibilidad de centrales. En el mes de octubre, el costo marginal promedio fue de US\$61,2/MWh, lo que representó un aumento de 32% respecto al mismo mes del año anterior y una caída de 2,4% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de noviembre, el costo marginal promedió los US\$54,0/MWh, lo que representó una caída de 38,4% respecto al mismo mes del año anterior y de 11,8% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de diciembre, el costo marginal fue de US\$51,5/MWh, lo que representó una disminución de 42,7% respecto al mismo mes del año anterior y de 4,7% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio del año fue de US\$74,9/MWh, lo que representó una disminución de 5,9% respecto al año anterior en que el costo marginal promedió los US\$79,6/MWh.

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 ha regido 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 prorratea 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, US\$48,8 millones en el segundo trimestre y US\$51,8 millones en el tercer trimestre. En el último trimestre los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$45,8 millones. En total, llegaron a US\$194,4 millones en el año 2014, un 11% por encima de los sobrecostos producidos el año anterior. Sin embargo, dado que se redujo el porcentaje de participación de E.CL en la prorrata, el efecto en los sobrecostos no traspasados fue prácticamente el mismo entre ambos periodos.

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

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

<u>Tipo de Combustible</u>	2014							
	<u>1T2014</u>		<u>2T 2014</u>		<u>3T 2014</u>		<u>4T 2014</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>% of total</u>	<u>% del total</u>
Hidro	22	1%	18	0%	18	0%	21	0%
Carbón	3.482	82%	3.437	78%	3.486	80%	3.670	80%
GNL	387	9%	568	13%	542	11%	470	10%
Diesel / Petróleo pesado	312	7%	296	7%	221	7%	298	6%
Solar / cogeneración	61	1%	100	2%	114	2%	149	3%
Total generación bruta SING	4.265	100%	4.420	100%	4.380	100%	4.608	100%

Fuente: CDEC-SING

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

Generación por Empresa (en GWh)

<u>Empresa</u>	2014							
	<u>1T2014</u>		<u>2T2014</u>		<u>3T 2014</u>		<u>4T 2014</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
Norgener / Angamos	1.503	35%	1.738	39%	1.564	37%	1.555	34%
Celta	256	6%	169	4%	246	5%	245	5%
GasAtacama	225	5%	213	5%	170	5%	298	6%
E.CL (con CTH al 100%)	2.204	52%	2.183	49%	2.273	51%	2.348	51%
Otros	77	2%	118	3%	127	2%	161	3%
Total generación bruta SING	4.265	100%	4.420	100%	4.380	100%	4.608	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el cuarto trimestre de 2014 se observó un aumento en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 51% de participación. En este trimestre, tanto la Compañía como el sistema en general tuvieron centrales temporalmente fuera de servicio por mantenencias programadas e instalación de sistemas de reducción de emisiones. En el caso particular de E.CL, la generación a carbón aumentó en este trimestre en comparación con el trimestre anterior porque la Compañía reportó menores tiempos de centrales temporalmente fuera de servicio con mantenencias programadas.

Las mantenencias de centrales a carbón incluyendo la central CTM1, U12 y CTA de E.CL, Norgener de AES Gener y Celta de Endesa unido a problemas de transmisión del sistema y una mayor demanda, hicieron que aumentara la participación de Gas Atacama operando sus ciclos combinados con petróleo diésel.

Los mayores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el cuarto trimestre se explicaron por el 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 auditados para los periodos finalizados al 31 de Diciembre de 2014 y 2013. Estos estados financieros han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros (www.svs.cl).

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

Resultados de las operaciones

Cuarto trimestre de 2014 comparado con el tercer trimestre de 2014 y cuarto trimestre de 2013

Ingresos operacionales

	Información Trimestral						% Variación	
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						Trim. c/T	Año c/A.
	4T 2013		3T 2014		4T 2014			
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total		
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	214,1	81%	210,4	77%	206,0	78%	-2%	-4%
Ventas a clientes regulados.....	46,2	17%	57,6	21%	55,3	21%	-4%	20%
Ventas al mercado spot.....	4,2	2%	4,9	2%	2,9	1%	-41%	-31%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	264,5	85%	273,0	85%	264,3	90%	-3%	0%
Ventas de gas.....	12,1	4%	28,3	9%	14,6	5%	-48%	20%
Otros ingresos operacionales.....	35,3	11%	18,5	6%	16,2	5%	-12%	-54%
		0%		0%		0%		
Total ingresos operacionales.....	311,8	100%	319,7	100%	295,0	100%	-8%	-5%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.914	79%	1.758	77%	1.836	79%	4%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	465	19%	457	19%	457	20%	0%	-2%
Ventas de energía al mercado spot.....	58	2%	83	4%	34	1%	-59%	-41%
Total ventas de energía.....	2.437	100%	2.298	100%	2.327	100%	1%	-4%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾.....	110,7		117,0		111,7		-5%	1%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)⁽³⁾.....	99,3		128,5		121,1		-6%	22%

(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\$264 millones en el cuarto trimestre, representando una disminución de 3% comparado con el trimestre anterior, debido a las menores tarifas promedio cobradas a clientes libres y regulados. En tanto, con respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas de energía se mantuvieron al mismo nivel por mayores tarifas promedio realizadas, especialmente en el segmento de clientes regulados, lo que compensó las menores ventas de energía en términos físicos.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$206 millones, una disminución de 4% 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 2013, y una menor demanda de Chuquicamata y Zaldívar principalmente. Estas menores ventas físicas no se compensaron totalmente con el aumento de 1% en la tarifa monómica promedio de clientes libres. Respecto al trimestre anterior, si bien hubo un incremento en la demanda de

clientes asociado a la estacionalidad de este periodo, éste no logró compensar la baja de 5% en la tarifa monómica promedio.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$55,3 millones, mostrando una disminución respecto al trimestre anterior, asociado a una caída de 6% en la tarifa monómica promedio. Cabe recordar que la tarifa de energía disminuyó en aproximadamente US\$7/MWh a partir de noviembre de 2014 debido a la caída observada en el indicador Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa semestral. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó en un 8%, desde US\$4.62/MMBtu, usado en el proceso tarifario de abril de 2014, a US\$4.26/MMBtu usado en el proceso tarifario de octubre de 2014.

En términos físicos, las ventas al mercado spot, correspondientes a nuestra filial CTA y en menor medida, CTH, mostraron una caída en comparación con el trimestre anterior y al mismo trimestre de 2013. En términos consolidados, E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación. En el cuarto trimestre, E.CL registró compras netas cercanas a los 226 GWh, superiores a las compras netas del tercer trimestre que fueron de 204 GWh debido principalmente a una menor producción de CTA, que pasó de ser vendedora neta de energía a compradora neta en el mes octubre. 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 de gas consideran las ventas de este combustible a terceros. En el cuarto trimestre hubo menores ventas de gas a AES Gener que en el tercer trimestre del año; sin embargo, éstas fueron superiores a las ventas de gas a Endesa en el último trimestre de 2013. 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 carbón y otros combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral

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

	4T 2013		3T 2014		4T 2014		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(108,1)	41%	(99,3)	40%	(109,6)	43%	10%	1%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(42,9)	16%	(43,6)	18%	(33,8)	13%	-23%	-21%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(20,0)	8%	(31,9)	13%	(34,2)	13%	7%	71%
Otros costos directos de la operación	(91,7)	35%	(72,0)	29%	(76,1)	30%	6%	-17%
Total costos directos de ventas.....	(262,8)	97%	(246,8)	95%	(253,7)	95%	3%	-3%
Gastos de administración y ventas.....	(12,3)	5%	(12,7)	5%	(15,5)	6%	22%	26%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,2)	0%	(0,5)	0%	(0,6)	0%	19%	149%
Otros ingresos/costos de la operación....	2,8	-1%	(0,2)	0%	2,6	-1%	-1517%	-8%
Total costos de la operación.....	(271,7)	100%	(260,1)	100%	(267,2)	100%	3%	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.859	80%	1.660	76%	1.895	81%	14%	2%
Gas.....	424	18%	440	20%	419	18%	-5%	-1%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	88	4%	70	3%	22	1%	-69%	-75%
Hidro/Solar.....	13	1%	12	1%	13	1%	6%	4%
Total generación bruta.....	2.322	100%	2.183	100%	2.348	100%	8%	1%
Menos Consumos propios.....	(155)	-7%	(170)	-9%	(180)	-8%	6%	16%
Total generación neta.....	2.153	87%	2.013	87%	2.169	89%	8%	1%
Compras de energía en el mercado spot.....	262	11%	308	13%	260	11%	-16%	-1%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.487	100%	2.291	100%	2.429	100%	6%	-2%

La generación bruta de electricidad aumentó un 8% en comparación con el trimestre anterior. En este trimestre hubo una mayor disponibilidad de centrales económicamente eficientes debido a mantenimientos menos prolongadas. Las unidades CTM1, CTA y U12, fueron objeto, alternadamente, de mejoras ambientales y trabajos de mantención. No obstante lo anterior, la generación a carbón aumentó en un 14% con respecto al trimestre anterior. En tanto, la generación con gas disminuyó su participación por una menor disponibilidad de la U16. Con respecto al mismo trimestre del año anterior, la generación total aumentó debido a la mayor cantidad de centrales disponibles y a una menor necesidad de recurrir a nuestra generación de respaldo a petróleo.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el diésel y los sobrecostos de operación del sistema están vinculados, registraron un valor promedio de US\$74,43/bl durante el 4T14. Esto representó una disminución trimestral de un 24,2%, desde US\$98,21/bl en el 3T14, y de 23,7% anual desde US\$97,50/bl en el 4T13. En tanto, el precio del carbón experimentó una tendencia a la baja. El aumento del costo de suministro de GNL en este último trimestre respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año anterior, se debió a la llegada de barcos de GNL contratados a un mayor precio que el promedio de los embarques de GNL recibidos en el resto del año. Esto resultó en un 24% de aumento en el costo unitario de generación con gas en el trimestre con respecto al trimestre anterior, reflejándose finalmente en un aumento de 10% en la partida de combustibles en este trimestre con respecto al trimestre anterior. Las compras de energía en el mercado spot disminuyeron debido a una mayor generación propia.

El costo de la depreciación en este trimestre fue levemente superior al del trimestre anterior, y superior al del mismo trimestre del año anterior. En el cuarto trimestre de 2013 se realizó un cambio, con efecto retroactivo al 1 de enero de 2013, 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 en el caso de 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 mantención y costos de ventas de combustibles. Éstos aumentaron en el cuarto trimestre en comparación con el tercero debido a mayores gastos de mantenciones anuales.

Los gastos de administración y ventas presentan un aumento respecto al trimestre anterior debido a provisiones por mermas de inventario de US\$2,5 millones y provisiones por bonos pagaderos al personal de la compañía.

Margen Eléctrico

	2013					2014				
	1T13	2T13	3T13	4T13	TOTAL	1T14	2T14	3T14	4T14	TOTAL
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	266,5	266,1	261,6	264,5	1.058,6	262,1	277,0	273,0	264,3	1.076,4
Costo de combustible.....	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(109,6)	(431,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(33,8)	(162,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	117,1	100,1	118,4	113,4	449,1	115,5	116,1	130,1	120,9	482,6
Margen eléctrico	44%	38%	45%	43%	42%	44%	42%	48%	46%	45%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una leve caída en el cuarto trimestre en comparación con el trimestre anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron levemente, así como también disminuyeron las compras de energía y potencia al mercado spot. Por la otra, el costo de combustibles mostró un incremento en el periodo. En definitiva, el menor margen eléctrico reflejó el aumento en los costos explicado por el mayor costo de suministro de GNL en este periodo. El margen eléctrico en términos porcentuales fue de 46%.

En tanto, se observó una mejoría al comparar con el cuarto trimestre del año pasado, en que el margen eléctrico llegó a 43%. Esto fue posible debido básicamente a un menor costo de las compras de energía y potencia al mercado spot. Los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US\$8,4 millones, inferiores al tercer trimestre y al mismo periodo del año anterior.

Resultado Operacional

EBITDA	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por porcentajes)							
	4T 2013		3T 2014		4T 2014		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	311,8	100%	319,7	100%	295,0	100%	-8%	-5%
Total costo de ventas	(262,8)	-84%	(246,8)	-77%	(253,7)	-86%	3%	-3%
Ganancia bruta.....	49,0	16%	73,0	23%	41,3	14%	-43%	-16%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(8,9)	-3%	(13,4)	-4%	(13,5)	-5%	1%	52%
Ganancia Operacional.....	40,2	13%	59,6	19%	27,8	9%	n.a.	-31%
Depreciación y amortización.....	20,6	7%	32,4	10%	34,9	12%	8%	69%
EBITDA.....	60,8	19%	92,0	29%	62,6	21%	-32%	3%

El EBITDA del cuarto trimestre llegó a US\$62,6 millones, inferior al del tercer trimestre y levemente superior al del mismo trimestre del año anterior, principalmente debido al menor margen de nuestro negocio de generación eléctrica comentado en el párrafo anterior.

Resultados financieros

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)								
	4T 2013		3T 2014		4T 2014		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,3	0%	0,4	0%	0,1	0%	-81%	-76%
Gastos financieros.....	(11,6)	-4%	(11,3)	-4%	(19,6)	-6%	74%	68%
Diferencia de cambio.....	(0,6)	0%	2,8	1%	0,4	0%	-85%	-171%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(15,3)	-5%	(0,1)	0%	0,1	0%	-240%	-101%
Total resultado no operacional	(27,2)	-9%	(8,1)	-3%	(19,0)	-6%	135%	-30%
Ganancia antes de impuesto.....	12,9	4%	51,5	17%	8,7	3%	-83%	-33%
Impuesto a las ganancias.....	(4,4)	-1%	(10,6)	-3%	(2,6)	-1%	n.a.	-41%
Utilidad (Pérdida) de Actividades								
Continuadas después de impuesto.....	8,6	3%	40,9	13%	6,2	2%	-85%	-28%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	7,3	2%	40,6	13%	3,8	1%	-91%	48%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	1,3	0%	0,3	0%	2,4	1%	n.a.	88%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	7,3	2%	40,6	13%	3,8	1%	-91%	-48%
Ganancia por acción.....	0,007	0%	0,039	0%	0,004	0%	-91%	-48%

El mayor gasto financiero con respecto al trimestre anterior se debió al reconocimiento de US\$8,8 millones de amortización anticipada de gastos financieros diferidos debida al prepago del financiamiento de proyecto de CTA. Cabe destacar que durante el presente ejercicio la Compañía y sus auditores acordaron un cambio en la interpretación de los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. Para efectos comparativos ha sido modificado el resultado del ejercicio 2013 de US\$39,6 millones a US\$29,9 millones. Originalmente, parte del deterioro de este activo fue registrado en reservas patrimoniales; sin embargo, según el cambio de interpretación este monto de US\$9,7 millones debió haberse cargado como resultado del ejercicio.

La utilidad de cambio alcanzó US\$0,4 millones, la que contrasta con pérdidas de cambio de US\$0,6 millones en el en el mismo trimestre del año anterior y utilidades de US\$2,8 millones en el trimestre anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó en gran parte por las medidas tomadas para proteger el riesgo cambiario inherente al contrato con clientes regulados, cuya tarifa se calcula utilizando un tipo de cambio que permanece fijo por períodos de seis meses, lo que ayudó a compensar los efectos que la depreciación del peso chileno con respecto al dólar ha tenido sobre flujos en pesos.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 21%. El impuesto fue inferior este trimestre en comparación al trimestre anterior, principalmente debido a la menor utilidad antes de impuesto explicada por el menor desempeño operacional de la compañía.

La utilidad después de impuesto llegó a los US\$3,8 millones en el cuarto trimestre, cifra que representa una caída con respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre de 2013. Se debe tomar en cuenta que esta caída obedece en gran parte a efectos no recurrentes, tales como (i) el ajuste por el deterioro de la filial Gasoducto Norandino Argentina (US\$28 millones antes de impuestos) que afectó negativamente la utilidad del último trimestre de 2013; (ii) los ingresos por la venta de Distrinor (US\$12,6 millones) que afectaron positivamente la utilidad del último trimestre de 2013; (iii) el ajuste de la depreciación, que tuvo un impacto positivo de US\$13 millones por una sola vez en el cuarto trimestre de 2013 por haberse aplicado retroactivamente al 1 de enero de 2013; y (iv) la amortización de gastos financieros diferidos debida al prepago del financiamiento de proyecto de CTA que resultó en un impacto negativo sobre los resultados del último trimestre de 2014.

Año 2014 comparado con año 2013

Ingresos operacionales

	12M 2013		12M 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	869,8	82%	846,7	79%	(23,1)	-3%
Ventas a clientes regulados.....	173,8	16%	213,6	20%	39,8	23%
Ventas al mercado spot.....	15,0	1%	16,1	1%	1,1	7%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	1.058,6	88%	1.076,4	87%	17,7	2%
Ventas de gas.....	32,0	3%	78,4	6%	46,4	145%
Otros ingresos operacionales.....	116,5	10%	86,4	7%	(30,1)	-26%
Total ingresos operacionales.....	1.207,1	100%	1.241,2	100%	34,1	3%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	7.643	79%	7.087	77%	(556)	-7%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.822	19%	1.912	21%	90	5%
Ventas de energía al mercado spot.....	240	2%	211	2%	(28)	-12%
Total ventas de energía.....	9.704	100%	9.210	100%	(495)	-5%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	112,3		118,2		6,0	5%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)⁽³⁾	95,4		111,7		16,3	17%

(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.

Durante el año 2014 los ingresos totales de la operación aumentaron 3% comparado con el mismo periodo de 2013.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$213,6 millones y las ventas a clientes libres llegaron a US\$846,7 millones, lo que representa un aumento de 23% y una disminución de 3%, respectivamente, respecto al mismo periodo del año anterior. Esto, unido a una mayor venta al mercado spot, resultó en un aumento de 2% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al año anterior, lo que se explica por la combinación de menores ventas físicas con un aumento en las tarifas monómicas promedio de clientes libres y regulados.

La disminución en la venta física de clientes libres está fundamentalmente explicada por el término del contrato de 40MW con Mantos Blancos que venció a fines de septiembre de 2013, y una menor demanda de Chuquicamata, Zaldívar, Radomiro Tomic y El Tesoro en este periodo, asociada a sus programas de producción. Las tarifas monómicas promedio mostraron un aumento de 5% con respecto año 2013 debido en parte a la activación del componente take-or-pay en las tarifas de algunos clientes y al incremento de tarifas indexadas al precio del gas según el índice Henry Hub.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$213,6 millones. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró un aumento con respecto al mismo periodo del año anterior debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. En tanto, las ventas físicas aumentaron con respecto al año anterior.

Las partidas de ventas de gas y de otros ingresos operacionales en la tabla anterior consideran ventas de combustibles, peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, y servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros, entre otras partidas. Estas dos partidas, en su conjunto, mostraron un aumento neto de US\$16,3 millones, principalmente por mayores ventas de gas a otros generadores y por el reconocimiento en el primer trimestre de 2014 de ingresos por US\$6 millones producto de los términos del acuerdo de recepción final de CTA y CTH firmado con la empresa contratista de dichos proyectos. En tanto, en el segundo trimestre de 2013 se incluyó un monto de US\$13 millones en compensaciones de seguros por lucro cesante asociado a la falla en la turbina de CTH a fines de 2012.

Costos operacionales

Información a Diciembre 2014

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

	12M - 2013		12M - 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(448,9)	43%	(431,8)	42%	17,1	-4%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(160,7)	15%	(162,0)	16%	(1,4)	1%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(132,0)	13%	(132,2)	13%	(0,2)	0%
Otros costos directos de la operación	(306,1)	29%	(295,5)	29%	10,6	-3%
Total costos directos de ventas.....	(1.047,7)	96%	(1.021,6)	96%	26,1	-2%
Gastos de administración y ventas.....	(43,6)	4%	(48,9)	5%	(5,3)	12%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,5)	0%	(1,9)	0%	(0,4)	27%
Otros ingresos/costos.....	2,5	0%	3,5	0%	1,0	38%
Total costos de la operación.....	(1.090,2)	100%	(1.068,9)	100%	21,4	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	7.473	79%	7.106	79%	(367)	-5%
Gas.....	1.605	17%	1.638	18%	32	2%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	356	4%	211	2%	(144)	-41%
Hidro/Solar.....	46	0%	52	1%	6	13%
Total generación bruta.....	9.480	100%	9.008	100%	(473)	-5%
Menos Consumos propios.....	(685)	-7%	(727)	-8%	(42)	6%
Total generación neta.....	8.795	88%	8.280	88%	(514)	-6%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.177	12%	1.161	12%	(15)	-1%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	9.972	100%	9.442	100%	(530)	-5%

Nuestra generación bruta registró una disminución de 5% en el año en comparación con el año 2013, debido principalmente a una menor generación con carbón asociada al mayor número de mantenciones de unidades carboneras durante 2014 y, en menor medida, a una disminución de la generación con diésel y petróleo pesado. La generación en base a carbón disminuyó en un 5%, representando un 79% de la generación total de E.CL. La generación a gas aumentó un 2%, lo que permitió, junto a una mayor producción de renovables, cubrir en parte la menor generación a carbón y desplazar la generación menos eficiente a petróleo. El remanente fue cubierto con compras de energía en el mercado spot. Este año se caracterizó por un mayor número de mantenimientos programados de unidades de E.CL. Durante este periodo se llevaron a cabo mantenciones programadas a las unidades U12, U13, U14, U15, U16, CTM1, CTM2, CTM3, CTA y CTH; es decir, todas las unidades eficientes de la compañía.

El menor costo de combustibles del periodo se explica por la menor generación bruta y el uso de una mezcla de combustibles de menor costo, ya que hubo menor necesidad de recurrir a la generación con petróleo diésel y petróleo pesado. Asimismo, se registró una baja en los precios de los combustibles hacia fines de año.

Las compras físicas en el mercado spot disminuyeron en comparación con el período anterior; sin embargo, el costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó levemente debido al efecto de reliquidaciones de compras de potencia (-US\$3,1 millones) registradas en 2014.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenimientos y costos de ventas de combustibles. El aumento en este rubro se debe principalmente a mayores costos de demurrage por el siniestro ocurrido en Puerto Mejillones a fines de 2013, y mayores provisiones, incluyendo un incremento en remuneraciones y beneficios como resultado de los términos de los procesos de negociación colectiva. Estos incrementos de costos fueron en parte compensados por menores costos de mantención y reparación, principalmente por la falla ocurrida en CTA y CTH en enero de 2013. En el año 2013, la compañía reconoció aproximadamente US\$5 millones en costos de reparación de las filtraciones detectadas en los sistemas de enfriamiento de CTA y CTH a principios de año.

Resultado operacional

Información a Diciembre 2014

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

EBITDA	12M - 2013		12M- 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.207,1	100%	1.241,2	100%	34,1	3%
Total costo de ventas	(1.047,7)	-87%	(1.021,6)	-82%	26,1	-2%
Ganancia bruta.....	159,3	13%	219,6	18%	60,2	38%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(42,5)	-4%	(47,3)	-4%	(4,8)	11%
Ganancia Operacional.....	116,8	10%	172,3	14%	55,4	47%
Depreciación y amortización.....	133,5	11%	134,1	11%	0,6	0%
EBITDA.....	250,3	21%	306,4	25%	56,0	22%

En el año 2014, el EBITDA alcanzó US\$306,4 millones, un aumento de 22% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a un incremento en las tarifas monómicas promedio de clientes libres y regulados, producto de los mayores niveles de precios del gas según el indicador Henry Hub. Además, hubo menores costos de suministro, explicados por una mezcla de generación más eficiente que la del año anterior, tanto por la mayor generación con gas como por las menores compras al mercado spot, y los menores precios de carbón y petróleo. Por otra parte, durante el año 2014 se registraron mayores ventas de gas a terceros.

La depreciación se mantuvo en niveles similares a los del año anterior.

Resultados financieros

Información a Diciembre 2014

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

	<u>12M - 2013</u>		<u>12M - 2014</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.....	2,7	0%	1,9	0%	(0,8)	-29%
Gastos financieros.....	(46,9)	-6%	(53,9)	-6%	(7,0)	15%
Diferencia de cambio.....	(2,2)	0%	1,4	0%	3,5	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(15,4)	-2%	0,2	0%	15,6	-102%
Total resultado no operacional	(61,8)	-8%	(50,4)	-5%	11,4	-18%
Ganancia antes de impuesto.....	55,0	7%	121,9	13%	66,8	121%
Impuesto a las ganancias.....	(16,6)	-2%	(27,1)	-3%	(10,5)	63%
Utilidad (Pérdida) de Actividades						
Continuadas después de impuesto.....	38,5	5%	94,8	10%	56,4	146%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	29,9	4%	88,9	10%	59,1	198%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	8,6	1%	5,9	1%	(2,7)	-32%
EJERCICIO	29,9	4%	88,9	10%	59,1	198%
Ganancia por acción.....	0,03	0%	0,08	0%	0,1	198%

Los gastos financieros aumentaron en 2014 porque consideran el reconocimiento de US\$8,8 millones de mayor gasto financiero por la amortización anticipada de gastos diferidos asociados al prepago del financiamiento de proyecto de CTA. Este mayor gasto no significó un egreso de caja en el ejercicio. Sin embargo, la compañía tuvo un egreso de caja de US\$20,2 millones asociado a la valoración a mercado de los contratos swap de tasa de interés que fueron terminados anticipadamente con ocasión del prepago de la deuda. Este costo será diferido en el plazo de la nueva deuda tomada para refinanciar el financiamiento del proyecto; es decir en cuotas semestrales iguales hasta enero de 2025.

En 2013 se reconocieron US\$12,6 millones de ganancias antes de impuestos en la venta de Distrinor y una pérdida de US\$27,8 millones antes de impuestos por el resultado de la prueba de deterioro de Gasoducto Norandino Argentina. Cabe notar que durante el proceso de preparación del prospecto legal para la emisión del bono 144-A/Reg S emitido en octubre de 2014, la Sociedad y sus auditores externos revisaron la interpretación aplicada anteriormente sobre los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. En razón de ello y de acuerdo a las normas contables internacionales (IFRS), específicamente la IAS 8, se procedió a ajustar los estados financieros al 30 de Junio de 2014 y, para efectos comparativos, también se ajustaron las cuentas patrimoniales a diciembre de 2013. El ajuste realizado no afecta los resultados del ejercicio 2014 ni produce modificación alguna en el monto del patrimonio consolidado de la sociedad al 31 de Diciembre de 2013. Sin embargo, para efectos comparativos, hemos ajustado el resultado de 2013, resultando en una disminución de US\$9,7 millones con respecto a lo reportado el año pasado.

En 2014 se pudo observar una disminución de US\$2,7 millones en las ganancias atribuibles a los accionistas minoritarios, fundamentalmente de la filial Inversiones Hornitos (CTH), debido a su menor desempeño operacional atribuible a mantenciones más prolongadas de la central.

La utilidad de cambio alcanzó US\$1,4 millones, la que contrasta con pérdidas de US\$2,2 millones en el mismo periodo del año anterior, debido a la implementación de estrategias de manejo de riesgo cambiario y al menor impacto de alzas repentinas en el tipo de cambio como la ocurrida a fines de mayo de 2013.

Ganancia neta

Según lo explicado en párrafos anteriores, para efectos comparativos ha sido modificado el resultado del ejercicio 2013 de US\$39,6 millones a US\$29,9 millones debido al cambio de interpretación del tratamiento otorgado al ajuste por deterioro de nuestra filial Gasoducto Norandino Argentina. Una parte del deterioro (US\$9,7 millones) fue originalmente cargada contra una reserva patrimonial, pero según la nueva interpretación debió haber sido cargada contra el resultado del ejercicio.

La utilidad después de impuestos mostró un aumento de US\$59,1 millones comparado con el mismo período del año anterior, llegando a los US\$88,9 millones, principalmente debido al mejor resultado operacional y el menor efecto por diferencia de cambio. Esto se vio compensado por el aumento en el impuesto a la renta en proporción a la mayor utilidad registrada y al aumento en la tasa de impuesto a la renta según la reforma tributaria aprobada en 2014. Como se explica en la sección de hechos relevantes del periodo, el aumento de tasa de impuesto tuvo un efecto sobre los impuestos diferidos, el que según la normativa IFRS (NIC 12), debió haber producido un impacto negativo de US\$45 millones en los resultados de 2014. Sin embargo, la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), emitió el Oficio Circular N° 856, instruyendo que dicho impacto no fuera reflejado en los resultados del ejercicio, sino imputado directamente al patrimonio de la compañía.

Liquidez y recursos de capital

A diciembre de 2014, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$269 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

Información a Diciembre 2014

(En millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2013	2014
Flujos de caja netos provenientes de la operación	187,3	224,7
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(88,5)	20,2
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(66,3)	(101,4)
Cambio en el efectivo	32,5	143,5

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja neto proveniente de la operación durante el año 2014 incluyó US\$314 millones de flujos operacionales netos propiamente tales más pagos recibidos según el acuerdo firmado en marzo con el contratista de CTA y CTH (US\$9 millones) y pagos de seguros recibidos por CTH por concepto de lucro cesante a raíz de la falla ocurrida en septiembre de 2012 (US\$11 millones). Luego del pago de impuestos a la renta e IVA (US\$72 millones), de intereses (US\$31 millones) y gastos de colocación y descuento del bono 144-A (US\$4 millones), y otros egresos, el flujo de caja proveniente de actividades de la operación alcanzó los US\$225 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$20,2 millones; sin embargo, este resultado se explica en gran parte porque 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. En 2014, las inversiones en fondos mutuos se redujeron en US\$93 millones y este monto fue invertido en depósitos a plazo u otros tipos de efectivo. Excluyendo la variación de los fondos mutuos, el flujo de caja utilizado en actividades de inversión habría sido de US\$72,7 millones. Este monto incluye US\$13,9 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, así

⁽¹⁾ 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.

como recursos por US\$20,5 millones provenientes de la venta de Distrinor a fines de 2013, e inversiones en activos fijos.

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

Nuestras inversiones en activos fijos en 2014 y 2013 ascendieron a los US\$80,5 millones y US\$127,2 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos

CAPEX	Información a Diciembre de cada año	
	(En millones de US\$)	
	<u>2013</u>	<u>2014</u>
CTA.....	4,0	2,9
CTH	5,4	2,4
Central Tamaya.....	4,0	0,4
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre.....	6,4	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	21,2	35,6
Mejoras Medioambientales	66,2	14,8
Planta Solar	7,8	1,5
Otros	12,2	22,9
Total inversión en activos fijos	127,2	80,5

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL se encuentra en las etapas finales del 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 en relación con 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), específicamente la implementación de quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfurización con cal hidratada.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El año 2014, se usaron US\$101 millones en actividades de financiamiento, las que incluyeron principalmente:

- Pago de una cuota de capital del financiamiento de proyecto de CTA por US\$6,4 millones;
- Pago de dividendos por un total de US\$66,6 millones incluyendo US\$39,6 millones pagados por E.CL en mayo, con cargo a las utilidades del año 2013; US\$20 millones pagados por CTH a su accionista minoritario; y el dividendo provisorio de US\$7 millones a cuenta de las utilidades del ejercicio 2014 pagado por E.CL a fines de Septiembre;
- Prepago del financiamiento de proyecto de CTA que involucró recursos por un total de US\$378,7 millones incluyendo capital (US\$351,7 millones), intereses devengados a la fecha (US\$6,8 millones) y los costos del término anticipado de los contratos swap de tasa de interés (US\$20,2 millones).

- El prepago del financiamiento de proyecto de CTA fue financiado con los recursos provenientes de la emisión de un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$350 millones además de recursos propios de la compañía. El bono se colocó a una tasa de interés de 4,568% anual. Vence el 29 de enero de 2025 y paga un interés de cupón de 4,5% anual.
- En diciembre de 2014, E.CL firmó una línea de crédito comprometida con el Banco de Chile por un monto de UF 1.250.000 con el fin de contar con una línea de crédito como respaldo de la liquidez de la compañía. A la fecha, E.CL no ha desembolsado fondos de esta línea.

Obligaciones contractuales

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

Obligaciones Contractuales al 31/12/14					
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.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	-	-	750,0
Obligaciones de leasing.....	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados.....	12,9	12,9	-	-	-
Total	<u>763,1</u>	<u>12,9</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>750,1</u>

En el último trimestre de 2014 E.CL realizó el repago íntegro del financiamiento del proyecto CTA con los bancos IFC y KfW y los costos de terminación anticipada de los contratos “swap” de tasa de interés asociados a dicho financiamiento con los recursos provenientes de la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025, un rendimiento de 4,568% anual y una tasa cupón de 4,5% anual. E.CL además posee otro bono que corresponde 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.

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/septiembre y diciembre/enero 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. Producto de esta última política, E.CL pagó un dividendo provisorio de US\$7 millones a fines de septiembre de 2014.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos E.CL			
Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
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
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665

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 8% de nuestros costos de operación. Al 31 de diciembre de 2014, nuestros activos denominados en monedas distintas al dólar eran de US\$3,2 millones mientras los pasivos en monedas distintas al dólar alcanzaban los US\$4,6 millones, presentando la compañía una posición pasiva en monedas distintas al dólar de solo US\$1,4 millones. 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. El directorio de la compañía, en sus sesiones de fines de abril y septiembre de 2014, aprobó una nueva estrategia de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato.

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 2014, un 100% del total de nuestra deuda financiera, estaba a tasa fija.

Al 31 de Diciembre de 2014							
Vencimiento contractual							
(En millones de US\$)							
	Tasa de interés promedio	2015	2016	2017	2018	2019 y más	TOTAL
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Tasa variable							
(US\$)	-	-	-	-	-	-	-
Total ⁽¹⁾		6,4	15,5	16,6	17,6	750,0	750,0

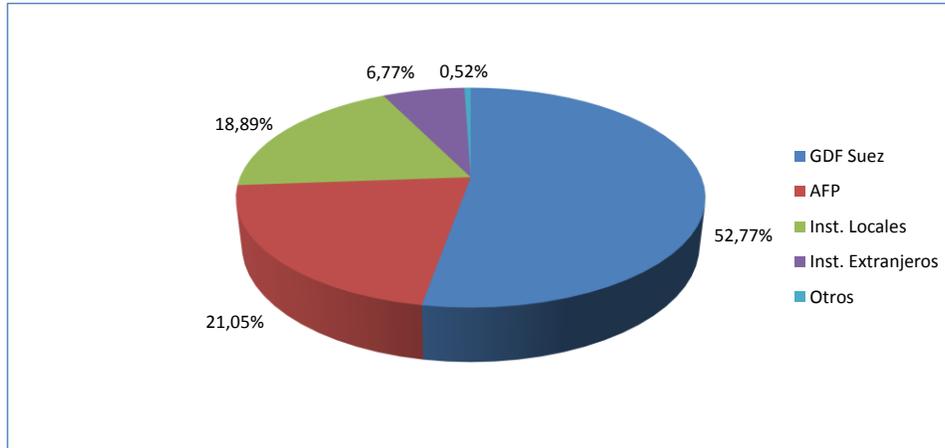
(1) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión.

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 diciembre de 2014

N° de accionistas: 1.942



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	<u>2013</u>					<u>2014</u>				
	<u>1T13</u>	<u>2T13</u>	<u>3T13</u>	<u>4T13</u>	<u>12M13</u>	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>3T14</u>	<u>4T14</u>	<u>12M14</u>
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.930	1.866	1.933	1.914	7.643	1.745	1.748	1.758	1.836	7.087
Ventas de energía a clientes regulados	444	454	459	465	1.822	551	447	457	457	1.912
Ventas de energía al mercado spot	33	80	70	58	240	75	19	83	34	211
Total ventas de energía.....	2.406	2.399	2.462	2.437	9.704	2.371	2.214	2.298	2.327	9.210
Generación bruta por combustible										
Carbón.....	1.710	1.884	2.021	1.859	7.473	1.731	1.660	1.821	1.895	7.106
Gas.....	451	323	408	424	1.605	381	440	398	419	1.638
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	87	106	75	88	356	77	70	43	22	211
Hidro/ Solar.....	12	10	11	13	46	15	12	12	13	52
Total generación bruta.....	2.260	2.322	2.515	2.384	9.480	2.204	2.183	2.273	2.348	9.008
Menos Consumos propios.....	(164,3)	(168,9)	(197,0)	(155,2)	(685,3)	(177,9)	(199,7)	(169,9)	(179,6)	(727,2)
Total generación neta.....	2.096	2.153	2.318	2.228	8.795	2.026	1.983	2.103	2.169	8.280
Compras de energía en el mercado spot	369	334	212	262	1.177	306	308	287	260	1.161
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.465	2.487	2.530	2.491	9.972	2.332	2.291	2.390	2.429	9.442

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

IFRS

Ingresos de la operación	1T13	2T13	3T13	4T13	12M13	1T14	2T14	3T14	4T14	12M14
Ventas a clientes regulados.....	41,4	43,0	43,3	46,2	173,8	46,5	54,1	57,6	55,3	213,6
Ventas a clientes no regulados.....	222,8	218,9	214,1	214,1	869,8	209,9	220,4	210,4	206,0	846,7
Ventas al mercado spot y ajustes.....	2,4	4,2	4,2	4,2	15,0	5,8	2,5	4,9	2,9	16,1
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	266,5	266,1	261,6	264,5	1.058,6	262,1	277,0	273,0	264,3	1.076,4
Ventas de gas.....	0,4	0,9	18,6	12,1	32,0	10,9	24,6	28,3	14,6	78,4
Otros ingresos operacionales.....	18,1	40,3	22,7	35,3	116,5	35,3	16,5	18,5	16,2	86,4
Total ingresos operacionales.....	285,1	307,3	302,9	311,8	1.207,1	308,4	318,1	319,7	295,0	1.241,2
Costos de la operación										
Combustibles.....	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(109,6)	(431,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(33,8)	(162,0)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(35,5)	(36,1)	(40,4)	(20,0)	(132,0)	(32,6)	(33,5)	(31,9)	(34,2)	(132,2)
Otros costos directos de la operación	(58,1)	(80,2)	(76,1)	(91,7)	(306,1)	(71,7)	(75,7)	(72,0)	(76,1)	(295,5)
Total costos directos de ventas.....	(243,1)	(282,2)	(259,7)	(262,8)	(1.047,7)	(251,0)	(270,2)	(246,8)	(253,7)	(1.021,6)
Gastos de administración y ventas.....	(11,0)	(10,4)	(11,1)	(11,1)	(43,6)	(10,6)	(10,1)	(12,7)	(15,5)	(48,9)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,6)	(1,5)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,6)	(1,9)
Otros ingresos de la operación.....	0,0	(0,3)	(0,0)	2,8	2,5	0,6	0,5	(0,2)	2,6	3,5
Total costos de la operación.....	(254,3)	(293,2)	(271,1)	(271,7)	(1.090,2)	(261,4)	(280,1)	(260,1)	(267,2)	(1.068,9)
Ganancia operacional.....	30,8	14,0	31,8	40,2	116,8	47,0	37,9	59,6	27,8	172,3
EBITDA.....	66,6	50,4	72,5	60,8	250,3	79,9	71,9	92,0	62,6	306,4
Ingresos financieros.....	1,0	0,9	0,4	0,3	2,7	0,9	0,6	0,4	0,1	1,9
Gastos financieros.....	(11,7)	(11,7)	(11,8)	(11,6)	(46,9)	(11,4)	(11,7)	(11,3)	(19,6)	(53,9)
Diferencia de cambio.....	2,7	(6,9)	2,7	(0,6)	(2,2)	(0,1)	(1,8)	2,8	0,4	1,4
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,0)	0,0	(0,1)	(15,3)	(15,4)	(0,2)	0,4	(0,1)	0,1	0,2
Total resultado no operacional	(8,0)	(17,7)	(8,9)	(27,2)	(61,8)	(10,8)	(12,5)	(8,1)	(19,0)	(50,4)
Ganancia antes de impuesto.....	22,8	(3,6)	22,9	12,9	55,0	36,2	25,5	51,5	8,7	121,9
Impuesto a las ganancias.....	(5,0)	(1,6)	(5,7)	(4,4)	(16,6)	(9,2)	(4,7)	(10,6)	(2,6)	(27,1)
Utilidad (Pérdida) de Actividades										
Continuadas después de impuesto....	17,9	(5,2)	17,2	8,6	38,5	27,0	20,7	40,9	6,2	94,8
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora....	16,6	(8,5)	14,5	7,3	29,9	24,8	19,7	40,6	3,8	88,9
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	1,2	3,4	2,8	1,3	8,6	2,2	1,0	0,3	2,4	5,9
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	16,6	(8,5)	14,5	7,3	29,9	24,8	19,7	40,6	3,8	88,9
Ganancia por acción.....	0,017	0,008	0,013	0,007	0,028	0,024	0,019	0,039	0,004	0,084

Balance
(En millones de US\$)

	2013	2014
	<u>31-Dec-13</u>	<u>31-Dec-14</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	213,4	268,9
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	171,5	126,6
Impuestos por recuperar	39,6	41,7
Otros activos corrientes	223,4	242,8
Total activos corrientes	648,0	680,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.944,2	1.881,7
Otros activos no corrientes	404,6	404,1
TOTAL ACTIVO	2.996,8	2.965,8
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	21,0	12,9
Otros pasivos corrientes	223,3	196,8
Total pasivos corrientes	244,3	209,8
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	740,3	723,7
Otros pasivos de largo plazo	205,0	251,5
Total pasivos no corrientes	945,3	975,2
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.683,4	1.681,9
Participaciones no controladoras	123,9	98,9
Patrimonio	1.807,2	1.780,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.996,8	2.965,8

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

ANEXO 2
INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS		
		Dec-13	Dec-14	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces) 2,65	3,24	-18%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces) 2,13	2,38	-10%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$ 403,69	470,22	-14%
ENDEUDAMIENTO	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces) 0,66	0,67	-1%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces) 5,36	5,68	-6%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces) 3,03	2,40	26%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces) 2,19	1,53	43%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	% 1,8%	5,3%	-66%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	% 1,0%	3,0%	-67%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 12M14

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre de 2014, el día jueves 29 de enero de 2015 a las 10:00 am (EST) – 12: 00 am (hora local de Chile)

Dirigida por:

Axel Levêque, CEO E.CL S.A.

Para participar, marcar: **1 (706) 902-4518**, internacional ó **12300206168 (toll free Chile)**.
Passcode I.D.: 67670457, 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 67670457. La repetición estará disponible hasta el día 5 de febrero de 2015.