

## E.CL REPORTÓ UN EBITDA DE US\$249 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$72 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$88 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR DESEMPEÑO OPERACIONAL DE LA COMPAÑÍA Y AL EFECTO DE LA DEPRECIACIÓN DEL PESO CHILENO SOBRE LOS COSTOS OPERACIONALES EN MONEDA LOCAL. POR SU PARTE, EL RESULTADO NETO DE ESTE TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$27 MILLONES SUPERIOR EN UN 55% RESPECTO AL TRIMESTRE ANTERIOR.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$869,2 millones, disminuyendo un 8% en comparación al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a un menor precio promedio monómico de clientes libres y regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles.
- **El EBITDA** del tercer trimestre alcanzó US\$88 millones, con un margen EBITDA de 29,4%, lo que significó un aumento de EBITDA de 2% respecto al mismo período del año anterior debido principalmente a un mejor desempeño operacional de la compañía y al efecto de la depreciación del peso chileno sobre los costos operacionales en moneda local.
- **La utilidad neta** acumulada a septiembre de 2015 alcanzó US\$72 millones, lo que representa una disminución de 15% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior, en gran parte debido a pérdidas cambiarias y gastos tributarios no recurrentes.

Resumen de resultados  
(En millones de US\$)

	3T14	3T15	Var%	9M14	9M15	Var %
Total ingresos operacionales	319,7	299,6	-6%	946,2	869,2	-8%
Ganancia operacional	59,6	50,2	-16%	144,5	145,5	1%
<b>EBITDA</b>	92,0	88,0	-4%	243,8	248,8	2%
Margen EBITDA	28,8%	29,4%	2%	25,8%	28,6%	11%
Total resultado no operacional	(8,1)	(11,5)	41%	(31,4)	(34,5)	10%
Ganancia después de impuestos	40,9	28,8	-29%	88,7	77,0	-13%
Ganancia atribuible a los controladores	40,6	27,4	-33%	85,1	72,4	-15%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	0,3	1,5	379%	3,5	4,6	30%
Ganancia por acción	0,04	0,03	-33%	0,08	0,07	-15%
Ventas de energía (GWh)	2.298	2.372	3%	6.820	6.967	2%
Generación neta de energía (GWh)	2.103	2.032	-3%	6.112	6.275	3%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	287	387	35%	902	893	-1%

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 30 de septiembre de 2015, 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 ENGIE (anteriormente conocida como 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

### ➤ TERCER TRIMESTRE DE 2015

- **Cambio Directorio:** Con fecha 29 de septiembre el directorio tomó conocimiento de la renuncia presentada por el director titular y presidente del directorio don Juan Clavería Aliste, así como de su suplente respectivo, Julien Pochet. Se designó como director reemplazante a Pierre Devillers. En tanto, el directorio acordó designar a don Philip de Cnudde como presidente del directorio y de la sociedad.
- **Dividendo provisorio:** El directorio de E.CL S.A., con fecha 29 de Septiembre de 2015, aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$13.500.000, lo que significa un dividendo de US\$0,0128167423 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 23 de Octubre de 2015, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a esa fecha.
- **Informe técnico del estudio de transmisión troncal:** Con fecha 31 de julio, la CNE publicó el Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2016-2019 (“ETT”). El 14 de agosto Transmisora Eléctrica del Norte (“TEN”) y otras empresas del sector de transmisión eléctrica presentaron discrepancias frente al Panel de Expertos. La CNE recomendó acoger las discrepancias presentadas por TEN. El 20 de octubre, el Panel de Expertos publicó su Dictamen N°6-2015, fijando el valor de inversión (“VI”) de TEN en US\$738,3 millones, lo que equivale a una anualidad (“AVI”) de US\$74 millones. Esto, unido al reconocimiento de costos anuales de operación y mantención (“COMA”) de US\$9,7 millones, resulta en un valor anual total (“VATT”) de ingresos troncales de US\$83,7 millones. Estos valores se encuentran expresados con tipos de cambio de octubre de 2013. Dicho informe técnico también establece la composición de los ingresos por moneda y las fórmulas de indexación. De esta forma, un 59% del AVI se encuentra en dólares y se indexa al CPI de Estados Unidos, mientras que un 41% está en pesos indexado a la inflación chilena.
- **Bases de licitación para nuevas obras de transmisión:** En el mes de julio de 2015 la CNE aprobó las bases de licitación para la adjudicación de los derechos de explotación y ejecución de las obras nuevas contempladas en el decreto exento 158 del Ministerio de Energía acerca de la interconexión entre los sistemas SING y SIC. Estas obras incluyen una nueva línea 2x500 kV de 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, bancos de autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, banco de autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y una nueva línea 2x220 kV de 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur. La habilitación de esta última línea Changos-Kapatur, de aproximadamente 3 kilómetros es condición necesaria para que el proyecto TEN comience a recibir los ingresos troncales descritos en el párrafo anterior. El calendario indicado en estas bases de licitación el cierre de recepción de propuestas para el 12 de enero de 2016, la adjudicación el día 14 de marzo de 2016 y el inicio estimado de ejecución del proyecto para abril de 2016.
- **Estado de avance de los proyectos:** Al 30 de septiembre de 2015, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones se encontraba avanzando de acuerdo al calendario estimado. El terreno se encontraba nivelado, se colocaron las órdenes de compra de los principales equipos de la central, tales como turbina, caldera y generador, se completaron los estudios geotécnicos, se contrató a Salfa como subcontratista de obras civiles y se continúa avanzando en la ingeniería de detalle. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018. El nuevo puerto, cuya construcción está a cargo de Belfi, tiene como fecha de entrega Agosto de 2017. En cuanto al proyecto TEN, las obras continúan en construcción, encontrándose actualmente en la fase de trabajos físicos en terreno. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$781 millones, de los cuales a la fecha ya se han invertido US\$131 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. El proyecto cuenta con estudio de impacto ambiental y declaraciones de impacto ambiental posteriores aprobadas, aproximadamente 88% de las servidumbres ya pagadas y acordadas con los propietarios de los terrenos, y concesiones eléctricas ingresadas para su aprobación. Para financiar el proyecto, la compañía se encuentra avanzando en el proceso de venta de un 50% de su propiedad en el proyecto y en la estructuración de financiamiento bancario, para lo cual cuenta con los servicios de asesoría financiera de Banco Santander.

➤ **SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015:**

- **Firma del Decreto de Interconexión:** Con fecha 16 de abril tuvo lugar el acto público donde se firmó el decreto 158 sobre el plan de expansión anual del sistema de transmisión troncal, formalizando la interconexión entre los sistemas SING y SIC mediante dos nuevas líneas de transmisión, Changos-Kapatur, de 3 kilómetros; y Changos-Nueva Crucero/Encuentro de 140 kilómetros, a ser licitadas (ver hechos del tercer trimestre), junto al proyecto TEN que facilitaría dicha interconexión. La unión de ambos sistemas eléctricos, SING y SIC, busca además crear un único CDEC. El proyecto TEN de E.CL, que conectará Mejillones y Copiapó, se concretará en 2017. El ministro de energía, Máximo Pacheco, aseguró que esta interconexión permitirá tener un único sistema eléctrico con más de 20 mil MW de potencia instalada, y requerirá de una coordinación mediante un único Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).
- **Dividendos:** En la Junta Ordinaria del día 28 de abril, los accionistas de la compañía aprobaron la propuesta del directorio de distribuir como dividendo el mínimo regulatorio de 30% de las utilidades netas del año 2014, en atención al fuerte plan de inversiones de la compañía. Descontando el dividendo provisorio de US\$7 millones pagado a los accionistas en septiembre de 2014, la compañía pagó a sus accionistas la cantidad de US\$19.681.396, o US\$0,0186852875 por acción el día 27 de mayo de 2015.
- **Codelco:** con fecha 11 de mayo E.CL publicó un hecho esencial donde informa que la Sociedad fue notificada de la sentencia dictada en el juicio arbitral seguido con la Corporación nacional del Cobre de Chile (Codelco), y en el cual Codelco solicitaba declarar supuestos incumplimientos de E.CL en relación al cálculo y cobro de tarifas de suministro eléctrico en el período entre el 1 de enero 2010 y 30 de septiembre 2012, ordenando reliquidar en favor de Codelco las cantidad de US\$42,8 millones más reajustes e intereses. Transcurrido el plazo, se informa que se acogió parcialmente la demanda de Codelco condenando a E.CL al pago de la cantidad de US\$10 millones. No obstante, tomamos conocimiento que Codelco interpuso un recurso de queja contra la referida sentencia arbitral.
- **La Comisión Nacional de Energía (CNE)** emitió la Resolución N°316 con fecha 19 de junio que aprueba el informe técnico que establece el plan anual de valoración y la expansión de los sistemas de transmisión troncal del país para el período 2016-2019. Esta resolución confirmó a TEN como el proyecto de transmisión troncal que interconectará el SING y el SIC. Con fecha 31 de julio de 2015 la CNE publicó modificaciones a la Resolución # 316. El período contemplado por la ley para las partes afectadas para presentar discrepancias al Panel de Expertos se inició el 31 de julio.
- **Nuevo puerto en Mejillones:** El día 10 de junio, E.CL dio orden de proceder a la empresa chilena, Belfi, para la construcción de un nuevo puerto mecanizado en la comuna de Mejillones, el que forma parte del proyecto Infraestructura Energética Mejillones (“IEM”). El puerto dará servicios de descarga de combustibles a las plantas de generación existentes en Mejillones además de la nueva central del proyecto IEM. Se espera que este puerto comience operaciones en agosto de 2017.
- **Plan financiero:** con fecha 30 de junio de 2015 E.CL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), el que permitirá a la compañía girar de manera flexible préstamos por un monto total de US\$270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle fondos y la flexibilidad necesaria para financiar los diversos proyectos que lleva adelante.

➤ **PRIMER TRIMESTRE DE 2015:**

- **Estudio de Transmisión Troncal:** El 6 de febrero de 2015, se dio a conocer el Estudio de Transmisión Troncal efectuado por el consultor independiente contratado por la Comisión Nacional de Energía el que concluyó que el proyecto de transmisión en corriente alterna de la filial de E.CL, TEN, representa

actualmente la mejor alternativa de interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) en tanto cumpla ciertas condiciones técnicas y de capacidad.

- **Proyecto Infraestructura Energética Mejillones:** El 20 de enero de 2015, E.CL dio orden de proceder a la empresa coreana, S.K. Engineering and Construction, a la construcción del proyecto Infraestructura Energética Mejillones 1, una planta de generación de electricidad con capacidad instalada bruta de 375 MW. El proyecto considera una inversión aproximada de US\$1.066 millones incluyendo la inversión asociada en infraestructura portuaria.
- **Proyecto de Transmisión TEN:** En enero de 2015 Alumini (ex Alusa), contratista que estaba llevando adelante la construcción de la línea de interconexión SING – SIC, nos notificó que su matriz había entrado en un proceso de reestructuración judicial por insolvencia en Brasil. Lo anterior aumentó sustancialmente el riesgo del proyecto, por lo que se procedió a acordar con Alumini la división y traspaso del correspondiente EPC a Alstom (que se hará cargo de las subestaciones) y a Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers (que se hará cargo de la construcción de líneas de transmisión). Alumini se mantiene involucrado en el proyecto como subcontratista de Ingeniería y Construcción.
- **Temporal en el norte de Chile:** A fines de marzo, la zona norte de Chile fue impactada por un fuerte temporal el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de generación y transmisión de E.CL. 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. En esos momentos, la demanda del sistema bajó hasta un 40% a alrededor de 1200 MW debido a que algunas empresas mineras debieron interrumpir sus faenas. La demanda de clientes no regulados se recuperó gradualmente después del temporal. Los consumos regulados se mantuvieron en niveles prácticamente normales.

## 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 creciente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Durante el primer trimestre de 2015, el costo marginal promedio alcanzó los US\$49,3/MWh, inferior a los US\$87,9/MWh del primer trimestre del año anterior. Este menor costo se debió a menores precios de combustibles, al efecto de una mayor generación con energías renovables, y a que el costo marginal fue definido primordialmente por centrales a carbón. El costo marginal del 1T15 fue inferior a los US\$55,6/MWh del cuarto trimestre de 2014, reflejando una mejor disponibilidad del parque generador eficiente.

En el segundo trimestre, el costo marginal promedio fue de US\$56,9/MWh, alcanzando su mayor nivel en junio. Cabe destacar que en este trimestre, debido a una mayor disponibilidad de gas y a fallas y mantenciones de centrales carboneras, se produjo una mayor generación con GNL y diesel. 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 fue de US\$55,3/MWh, alcanzando su mayor nivel en agosto. Debido a una mayor disponibilidad de gas y a menores fallas y mantenciones de centrales carboneras, se produjo una mayor generación tanto con GNL como con carbón, en desmedro de la generación con diésel que disminuyó su participación. En el mes de julio, el costo marginal promedio fue de US\$48,9/MWh, lo que representó una disminución de 42,6% respecto al mismo mes del año anterior, y de 36,5% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de agosto, el costo marginal promedió los US\$59,9/MWh, lo que representó un aumento de 3,1% respecto al mismo mes del año anterior y de 22,5% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de septiembre, el costo

marginal fue de US\$57,1/MWh, lo que representó una disminución de 8,9% respecto al mismo mes del año anterior y de 4,6% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio de los primeros nueve meses fue de US\$54,4/MWh, lo que representó una disminución de 33,1% respecto al mismo periodo del año anterior en que el costo marginal promedió los US\$81,4/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\$36,5 millones en el primer trimestre de este año, un 23% por debajo de los sobrecostos producidos el año anterior, principalmente por los menores precios de combustibles líquidos. Además se redujo el porcentaje de participación de E.CL en la prorrata, por lo que el efecto en los sobrecostos no traspasados a precios disminuyó un 41% entre ambos periodos. En el segundo trimestre los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$52,7 millones, un 11% más altos que los sobrecostos producidos el año anterior, principalmente por las mayores mantenciones de centrales en este periodo unido a las limitaciones de transmisión en el segmento Crucero – Encuentro, lo que ocasionó el despacho de ciclos combinados operando con diésel. En el tercer trimestre los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$43,8 millones, un 12% más bajos que los sobrecostos producidos el año anterior. En términos acumulados, los sobrecostos del SING disminuyeron un 9% entre 2014 y 2015, principalmente por el menor costo de combustibles líquidos. Además, se redujo el porcentaje de participación de E.CL en la prorrata debido en parte a que E.CL no se encontraba afecta a los sobrecostos producto de las limitaciones de transmisión en el segmento Crucero-Encuentro que se produjeron en trimestres anteriores y en parte a una disminución en su participación de mercado. Debido a esto, los sobrecostos no traspasados a precios disminuyeron un 24% entre ambos periodos (US\$35,6 millones vs US\$31,8 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)**

**2014**

<b>Tipo de Combustible</b>	<b>1T2014</b>		<b>2T2014</b>		<b>3T2014</b>		<b>9M2014</b>	
	<b>GWh</b>	<b>% of total</b>						
Hidro	22	1%	18	0%	18	0%	59	0%
Carbón	3.482	82%	3.437	78%	3.486	80%	10.405	80%
GNL	387	9%	568	13%	542	11%	1.497	10%
Diesel / Petróleo pesado	312	7%	296	7%	221	7%	828	6%
Solar / cogeneración	61	1%	100	2%	114	2%	276	3%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.265</b>	<b>100%</b>	<b>4.420</b>	<b>100%</b>	<b>4.380</b>	<b>100%</b>	<b>13.065</b>	<b>100%</b>

**2015**

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>1T 2015</u>		<u>2T 2015</u>		<u>3T 2015</u>		<u>9M 2015</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>						
Hidro	21	0%	20	0%	21	0%	62	0%
Carbón	3.549	78%	3.431	73%	3.458	73%	10.438	75%
GNL	483	11%	605	13%	710	15%	1.798	13%
Diesel / Petróleo pesado	305	7%	454	10%	322	7%	1.081	8%
Solar / cogeneración	167	4%	160	3%	196	4%	523	4%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.525</b>	<b>100%</b>	<b>4.669</b>	<b>100%</b>	<b>4.706</b>	<b>100%</b>	<b>13.900</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

La generación de sistema aumentó en este trimestre en comparación con el trimestre anterior debido al aumento en la demanda. Gracias a una mayor disponibilidad de gas, se registró una mayor generación con este combustible, desplazando la generación con diésel y petróleo pesado.

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

**Generación por Empresa (en GWh)**

**2014**

<u>Empresa</u>	<u>1T2014</u>		<u>2T2014</u>		<u>3T 2014</u>		<u>9M2014</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%	4.805	37%
Celta	256	6%	169	4%	246	5%	671	5%
Gas Atacama	225	5%	213	5%	170	5%	608	6%
E.CL (con CTH al 100%)	2.204	52%	2.183	49%	2.273	51%	6.659	51%
Otros	77	2%	118	3%	127	2%	322	3%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.265</b>	<b>100%</b>	<b>4.420</b>	<b>100%</b>	<b>4.380</b>	<b>100%</b>	<b>13.065</b>	<b>100%</b>

**2015**

<u>Empresa</u>	<u>1T 2015</u>		<u>2T 2015</u>		<u>3T 2015</u>		<u>9M2015</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	1.536	34%	1.532	33%	1.674	36%	4.742	34%
Celta	267	6%	263	6%	244	5%	774	6%
Gas Atacama	276	6%	423	9%	384	8%	1.083	8%
E.CL (con CTH al 100%)	2.267	50%	2.274	49%	2.195	47%	6.736	48%
Otros	179	4%	177	4%	209	4%	565	4%
<b>Total generación bruta SING</b>	<b>4.525</b>	<b>100%</b>	<b>4.669</b>	<b>100%</b>	<b>4.706</b>	<b>100%</b>	<b>13.900</b>	<b>100%</b>

Fuente: CDEC-SING

Durante el tercer trimestre de 2015 se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL respecto al mismo trimestre del año anterior y al segundo trimestre de 2015. E.CL continuó liderando la generación en el sistema con un 47% de participación. En el primer trimestre el ciclo combinado (U16) fue objeto de mantenimiento mayor, estando fuera de servicio entre el 25 de enero y el 16 de marzo, mientras que la central a carbón CTM2 estuvo en mantenimiento entre el 6 y el 28 de enero. En el segundo trimestre, la compañía también tuvo

centrales temporalmente fuera de servicio por mantenencias programadas: CTA (desde el 20 de abril al 20 de mayo) y la U15 (desde el 28 de mayo al 18 de junio). En este tercer trimestre, la compañía también tuvo centrales temporalmente fuera de servicio por mantenencias programadas: U13 (desde el 23 de junio al 16 de julio), CTM1 (desde el 1 de julio hasta el 15 de septiembre) y la U14 (desde el 20 de septiembre al 3 de noviembre).

Los niveles de demanda y de generación de electricidad en el SING mostraron una recuperación en el tercer trimestre del año. La demanda y la generación se mantuvieron a niveles superiores a los observados en el mismo periodo de 2014.

## ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 30 de Septiembre de 2015 y 30 de Septiembre de 2014. 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](http://www.svs.cl)).

### Resultados de las operaciones

## Tercer trimestre de 2015 comparado con el segundo trimestre de 2015 y tercer trimestre de 2014

### Ingresos operacionales

	Información Trimestral							
	(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	3T 2014		2T 2015		3T 2015		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes no regulados.....	210,4	77%	180,4	75%	186,3	77%	3%	-11%
Ventas a clientes regulados.....	57,6	21%	51,6	22%	50,8	21%	-2%	-12%
Ventas al mercado spot.....	4,9	2%	7,3	3%	6,3	3%	-14%	27%
<b>Total ingresos por venta de energía y potencia.....</b>	<b>273,0</b>	<b>85%</b>	<b>239,4</b>	<b>85%</b>	<b>243,4</b>	<b>81%</b>	<b>2%</b>	<b>-11%</b>
Ventas de gas.....	28,3	9%	23,1	8%	30,3	10%	31%	7%
Otros ingresos operacionales.....	18,5	6%	19,6	7%	25,8	9%	32%	40%
		0%		0%		0%		
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>319,7</b>	<b>100%</b>	<b>282,0</b>	<b>100%</b>	<b>299,6</b>	<b>100%</b>	<b>6%</b>	<b>-6%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados <sup>(1)</sup> .....	1.758	76%	1.749	77%	1.785	75%	2%	2%
Ventas de energía a clientes regulados.....	457	20%	466	21%	478	20%	3%	5%
Ventas de energía al mercado spot.....	83	4%	42	2%	109	5%	160%	31%
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.298</b>	<b>100%</b>	<b>2.258</b>	<b>100%</b>	<b>2.372</b>	<b>100%</b>	<b>5%</b>	<b>3%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(2)</sup>.....</b>	<b>117,0</b>		<b>104,8</b>		<b>101,7</b>		<b>-3%</b>	<b>-13%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(3)</sup>.....</b>	<b>126,2</b>		<b>119,6</b>		<b>106,2</b>		<b>-11%</b>	<b>-16%</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\$243,4 millones en el tercer trimestre, superiores al trimestre anterior, con un cambio en la composición de las ventas – mayores ventas físicas al mercado spot y una menor tarifa promedio cobrada a clientes regulados y libres. En tanto, con respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas de energía disminuyeron por menores tarifas promedio, tanto para el segmento de clientes libres como el de regulados.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$186 millones, un 3% por sobre las del trimestre anterior. Mientras el precio monómico promedio cayó un 3%, las ventas físicas aumentaron un 2%. Con respecto al mismo trimestre del año anterior, se observó una disminución de 11%. La venta física a clientes libres aumentó un 2%. Por una parte, hubo un aumento en la demanda por parte de algunos clientes (Antucoya, Esperanza, Lomas Bayas y Zaldívar). Por la otra, Gaby, El Tesoro y Chuquicamata mostraron menores niveles de demanda. Sin embargo, lo que más contribuyó a la disminución en las ventas a clientes libres fue una disminución de 13% en el precio

monómico promedio a raíz de la caída en el precio de los combustibles usados en los polinomios de indexación de precios de nuestros contratos.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$51 millones, lo que representa una disminución de 2% con respecto al trimestre anterior. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde US\$4,26/MMBtu usado en el proceso tarifario de octubre de 2014 a US\$3,00/MMBtu, usado en el proceso tarifario de abril de 2015. La disminución de 12% en la venta a clientes regulados en comparación con el mismo trimestre del año anterior se debió a una disminución de 16% en la tarifa monómica promedio.

En términos físicos, las ventas al mercado spot, correspondientes a nuestra filial CTA y en menor medida a CTH, mostraron un aumento en comparación con el trimestre anterior y al mismo trimestre de 2014. En términos consolidados, E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación. En el tercer trimestre, E.CL registró compras netas cercanas a los 278 GWh, superiores a las compras netas del segundo trimestre que fueron de 174 GWh. 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. Las ventas de gas fueron mayores que en los trimestres anteriores, básicamente por mayores volúmenes de venta de GNL y algunos ajustes registrados. Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, servicios de mantenimiento de líneas de transmisión para terceros y ventas de carbón y otros combustibles a terceros. Además en el tercer trimestre se reconoció en esta partida un mayor ingreso por recupero de siniestros US\$5,6 millones.

## Costos operacionales

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
	3T 2014		2T 2015		3T 2015		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(99,3)	40%	(84,4)	37%	(87,2)	36%	3%	-12%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(43,6)	18%	(33,9)	15%	(44,8)	19%	32%	3%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(31,9)	13%	(32,9)	15%	(37,3)	15%	13%	17%
Otros costos directos de la operación	(72,0)	29%	(75,0)	33%	(71,6)	30%	-5%	0%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(246,8)</b>	<b>95%</b>	<b>(226,3)</b>	<b>96%</b>	<b>(240,9)</b>	<b>97%</b>	<b>6%</b>	<b>-2%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(10,1)	4%	(12,8)	5%	(8,7)	3%	-32%	-14%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,4)	0%	(0,6)	0%	(0,5)	0%	-1%	36%
Otros ingresos/costos de la operación...	(0,2)	0%	4,8	-2%	0,8	0%	-83%	-532%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(260,1)</b>	<b>100%</b>	<b>(234,9)</b>	<b>100%</b>	<b>(249,3)</b>	<b>100%</b>	<b>6%</b>	<b>-4%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.821	80%	1.825	80%	1.791	82%	-2%	-2%
Gas.....	398	18%	407	18%	386	18%	-5%	-3%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	43	2%	31	1%	6	0%	-80%	-86%
Hidro/Solar.....	12	1%	11	0%	12	1%	11%	4%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.273</b>	<b>100%</b>	<b>2.274</b>	<b>100%</b>	<b>2.195</b>	<b>100%</b>	<b>-3%</b>	<b>-3%</b>
Menos Consumos propios.....	(170)	-7%	(130)	-6%	(163)	-7%	25%	-4%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.103</b>	<b>88%</b>	<b>2.144</b>	<b>91%</b>	<b>2.032</b>	<b>84%</b>	<b>-5%</b>	<b>-3%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	287	12%	216	9%	387	16%	79%	35%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>2.390</b>	<b>100%</b>	<b>2.359</b>	<b>100%</b>	<b>2.419</b>	<b>100%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>

La generación bruta de electricidad disminuyó un 3% en comparación con el trimestre anterior y respecto al mismo trimestre del año anterior. En este trimestre hubo un mayor número de mantenciones en el sistema que en el segundo trimestre. En el caso de E.CL, la U13, U14 y CTM1 fueron objeto de mantención mayor. La generación a carbón disminuyó con respecto al trimestre anterior en que las centrales CTA y U15 estuvieron fuera de servicio por mantención. Asimismo, la generación con gas disminuyó con respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año anterior, mientras que en este trimestre también se observó una disminución importante en la generación con diésel.

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\$58,15/bl durante el 3T15. Esto representó un aumento trimestral de un 13,2%, desde US\$57,39/bl en el 2T15, y una caída de 40,7% anual desde US\$98,21/bl en el 3T14. En tanto, el precio del carbón experimentó una tendencia a la baja con respecto al año anterior. La disminución generalizada en los precios de combustibles resultó en una disminución de 12% en la partida de combustibles en el tercer trimestre, en comparación con el mismo trimestre de 2014; en tanto, hubo un leve aumento de 3% con respecto al 2T15 por el aumento de precio de los combustibles líquidos y el uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases. El costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en comparación con el trimestre anterior debido al mayor volumen de compras de energía en el mercado spot respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre de 2014.

El costo de la depreciación en este trimestre fue superior al del trimestre anterior y al del mismo trimestre del año anterior, debido al inicio de la depreciación de los trabajos de mantención mayor de la U16 y del proyecto de mejoras ambientales, así como por un aumento no-recurrente producto de un ajuste realizado por una mantención anterior de la U12. Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Los gastos de administración y ventas presentan una disminución con respecto al trimestre anterior debido a menores costos de asesorías y al efecto de un mayor tipo de cambio sobre los costos en pesos. Los otros ingresos/costos de la operación disminuyeron debido a un reverso de la provisión de incobrables de US\$4,6 millones explicada por la resolución del arbitraje con SQM que se había registrado en el segundo trimestre.

### **Margen Eléctrico**

	<u>2014</u>				<u>2015</u>			
	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>3T14</u>	<u>9M14</u>	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>3T15</u>	<u>9M15</u>
<b>Margen Eléctrico</b>								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	262,1	277,0	273,0	812,1	243,4	239,4	243,4	726,2
Costo de combustible.....	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(322,2)	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(268,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(128,3)	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(109,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<b>115,5</b>	<b>116,1</b>	<b>130,1</b>	<b>361,7</b>	<b>116,7</b>	<b>121,0</b>	<b>111,4</b>	<b>349,1</b>
Margen eléctrico	44%	42%	48%	45%	48%	51%	46%	48%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución con respecto al mismo trimestre del año anterior. Aunque se observó un aumento en la demanda, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron en mayor medida por la disminución de precios asociada a la baja en los precios de combustibles. Si bien la suma de los costos de combustibles y compras de energía y potencia al mercado spot también disminuyó en el periodo, no lo hizo en la misma proporción, en parte por el consumo de cal hidratada que ha sido necesario a partir de julio de 2015 en Tocopilla para cumplir con la nueva norma de emisiones.

En tanto, también se observó una disminución al comparar con el trimestre anterior. Esto fue debido básicamente a un mayor costo de suministro de combustibles y de compras de energía y potencia al mercado spot, mientras los ingresos por venta de electricidad disminuyeron levemente. En el primer trimestre, los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US\$6,7 millones, significativamente inferiores al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior. En el segundo trimestre los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación

en el sistema llegaron a US\$14,1 millones, superiores al trimestre anterior, pero inferiores al mismo periodo del año anterior. En el tercer trimestre los pagos por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US\$11,2 millones, inferiores al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior.

### Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral						% Variación	
	3T 2014		2T 2015		3T 2015		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	%	Monto	%	Monto	%		
Total ingresos de la operación	319,7	100%	282,0	100%	299,6	100%	6%	-6%
Total costo de ventas	(246,8)	-77%	(226,3)	-80%	(240,9)	-80%	6%	-2%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>73,0</b>	23%	<b>55,8</b>	20%	<b>58,7</b>	20%	5%	-20%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(13,4)	-4%	(8,6)	-3%	(8,4)	-3%	-2%	-37%
<b>Ganancia Operacional</b> .....	<b>59,6</b>	19%	<b>47,2</b>	17%	<b>50,2</b>	17%	n.a.	-16%
Depreciación y amortización.....	32,4	10%	33,5	12%	37,8	13%	13%	17%
<b>EBITDA</b> .....	<b>92,0</b>	29%	<b>80,6</b>	29%	<b>88,0</b>	29%	9%	-4%

El EBITDA del tercer trimestre llegó a US\$88 millones, superior al del trimestre anterior en un 9% principalmente debido a mayores otros ingresos operacionales netos. Esto se explica principalmente por los indemnizaciones de seguros, el efecto del tipo de cambio sobre los costos en pesos y mayores volúmenes de venta de gas. En tanto respecto al mismo trimestre del año anterior la caída se debió mayormente a un menor margen de nuestro negocio de generación.

### Resultados financieros

Resultados no operacionales	Información Trimestral						% Variación	
	3T 2014		2T 2015		3T 2015		Trim. c/T	Año c/A
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos		
Ingresos financieros.....	0,4	0%	0,6	0%	0,6	0%	9%	58%
Gastos financieros.....	(11,3)	-4%	(8,7)	-3%	(8,1)	-3%	-7%	-28%
Diferencia de cambio.....	2,8	1%	(6,2)	-2%	(5,5)	-2%	-11%	-292%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,1)	0%	(0,1)	0%	1,5	0%	-1431%	-2304%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(8,1)</b>	-3%	<b>(14,4)</b>	-5%	<b>(11,5)</b>	-4%	-20%	41%
Ganancia antes de impuesto.....	51,5	17%	32,8	11%	38,8	13%	18%	-25%
Impuesto a las ganancias.....	(10,6)	-3%	(14,4)	-5%	(9,9)	-3%	n.a.	-6%
<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades</b>								
Continuadas después de impuesto.....	<b>40,9</b>	14%	<b>18,4</b>	6%	<b>28,8</b>	9%	57%	-29%
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>40,6</b>	13%	<b>17,7</b>	6%	<b>27,4</b>	9%	55%	-33%
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....</b>	<b>0,3</b>	0%	<b>0,7</b>	0%	<b>1,5</b>	0%	122%	379%
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO</b>	<b>40,6</b>	13%	<b>17,7</b>	6%	<b>27,4</b>	9%	55%	-33%
<b>Ganancia por acción</b> .....	<b>0,039</b>	0%	<b>0,017</b>	0%	<b>0,026</b>	0%	55%	-33%

El gasto financiero disminuyó con respecto al mismo trimestre del año anterior debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM y menores costos financieros por el pre-pago del financiamiento del proyecto CTA en octubre de 2014 con recursos provenientes de la colocación de un bono 144-A.

La diferencia de cambio alcanzó US\$5,5 millones de pérdida en el trimestre, lo que contrasta con la utilidad de cambio de US\$2,8 millones en el mismo trimestre del año anterior y una pérdida de US\$6,2 millones en el trimestre anterior. La pérdida por diferencias de cambio se explica principalmente por el efecto de una marcada depreciación del peso chileno sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar, moneda funcional de la compañía. Estos activos incluyen, entre otros, cuentas por cobrar a clientes, anticipos a proveedores e IVA crédito fiscal, cuyo saldo ha aumentado debido al inicio de la construcción de los proyectos TEN e IEM. Cabe notar que la mayor parte de esta pérdida no se tradujo en salidas de caja, especialmente, en el caso de cuentas por cobrar a clientes que quedan temporalmente expuestas a las fluctuaciones del tipo de cambio ya que se facturan en pesos; sin embargo, se pagan en dólares, revirtiendo la diferencia de cambio al momento de su pago.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 22,5%. El impuesto fue inferior este trimestre en comparación al trimestre anterior debido a que en el segundo trimestre de este año hubo un aumento de impuestos no recurrente explicado por un déficit de provisión de impuesto a la renta en 2014 que se restituyó en 2015. Esto se debió a tres razones principales: un mayor impuesto de US\$3,5 millones originado en la provisión de gastos por el resultado del arbitraje con Codelco que queda afecta al concepto de gasto rechazado, un mayor impuesto sobre dividendos recibidos de nuestra filial en Argentina por el fin del tratado de doble tributación, y el impuesto correspondiente al valor de mercado de productos derivados.

En el tercer trimestre, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$27,4 millones. Si bien fue inferior a la de igual trimestre del año pasado en que alcanzó los US\$40,6 millones, fue muy superior a los US\$17,7 millones del segundo trimestre de 2015, en que hubo mayores impactos de pérdidas por tipo de cambio y efectos no recurrentes en la provisión de impuesto a la renta.

## Nueve meses terminados en septiembre 2015 comparado con nueve meses terminados en septiembre 2014

### Ingresos operacionales

	9M 2014		9M 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
<b>Ingresos de la operación</b>						
Ventas a clientes no regulados.....	640,7	79%	548,6	76%	(92,1)	-14%
Ventas a clientes regulados.....	158,3	19%	157,8	22%	(0,5)	0%
Ventas al mercado spot.....	13,2	2%	19,8	3%	6,6	50%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>812,1</b>	86%	<b>726,2</b>	84%	<b>(86,0)</b>	<b>-11%</b>
Ventas de gas.....	63,8	7%	71,9	8%	8,0	13%
Otros ingresos operacionales.....	70,3	7%	71,2	8%	0,9	1%
Total ingresos operacionales.....	<b>946,2</b>	100%	<b>869,2</b>	100%	<b>(77,0)</b>	<b>-8%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Ventas de energía a clientes no regulados.....	5.288	78%	5.260	75%	(28)	-1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.355	20%	1.407	20%	52	4%
Ventas de energía al mercado spot.....	177	3%	300	4%	123	69%
Total ventas de energía.....	<b>6.820</b>	100%	<b>6.967</b>	100%	<b>147</b>	<b>2%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)<sup>(2)</sup></b>	<b>119,6</b>		<b>102,2</b>		<b>(17,4)</b>	<b>-15%</b>
<b>Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh)<sup>(3)</sup></b>	<b>116,8</b>		<b>112,1</b>		<b>(4,7)</b>	<b>-4%</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.

En los primeros nueve meses de 2015 los ingresos totales de la operación disminuyeron 8% comparado con el mismo periodo del año 2014.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$158 millones y las ventas a clientes libres fueron de US\$549 millones, lo que representa el mismo nivel de ventas a regulados y una disminución de 14% en las ventas a clientes libres con respecto a los primeros nueve meses del año anterior. A pesar de una mayor venta al mercado spot, esto resultó en una disminución de 11% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se explica por una importante caída en los precios monómicos promedio de clientes libres y regulados, compensado parcialmente con mayores ventas físicas.

La leve disminución en la venta física de clientes libres está fundamentalmente explicada por una menor demanda de Michilla, El Abra y Gaby, asociada a sus programas de producción, la que fue en parte compensada con aumentos de demanda de Minera Centinela, Antucoya, Zaldívar, Sierra Gorda y Pampa Camarones. Los precios monómicos promedio mostraron una disminución de 15% con respecto a los primeros nueve meses de 2014 que reflejó la caída en el precio de los combustibles usados en los polinomios de indexación en las tarifas de nuestros contratos.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$158 millones. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una disminución de 4% 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 se incrementaron un 4% con respecto a los primeros nueve meses de 2014, con lo que las ventas a clientes regulados se mantuvieron al mismo nivel del año anterior.

En términos de volumen, las ventas de gas fueron mayores a las de los primeros nueve meses del año anterior. Aunque éstas fueron hechas a precios más bajos, los ingresos por venta de gas aumentaron 13% con respecto al año anterior. 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. Cabe destacar que en el segundo trimestre de 2015 esta partida incluye un ingreso de US\$4,6 millones correspondiente a un reverso de provisión de incobrables con ocasión de la resolución de un proceso arbitral con SQM. Este ingreso compensó totalmente el menor ingreso operacional correspondiente al resultado adverso del arbitraje, por lo que no tuvo ningún efecto en el resultado operacional. En el tercer trimestre se incluye un recupero de seguros por los efectos de siniestros pasados en Puerto Mejillones y la central diésel Iquique por un total de US\$5,6 millones. En el primer trimestre de 2014 se había reconocido 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 a Septiembre 2015

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

	9M - 2014		9M - 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
<b>Costos de la operación</b>						
Combustibles.....	(322,2)	42%	(268,0)	39%	54,2	-17%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes.....	(128,3)	17%	(109,0)	16%	19,3	-15%
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(98,0)	13%	(101,6)	15%	(3,6)	4%
Otros costos directos de la operación	(219,4)	29%	(216,1)	31%	3,3	-2%
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(767,9)</b>	<b>96%</b>	<b>(694,7)</b>	<b>96%</b>	<b>73,1</b>	<b>-10%</b>
Gastos de administración y ventas.....	(33,4)	4%	(33,0)	5%	0,4	-1%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,2)	0%	(1,7)	0%	(0,4)	34%
Otros ingresos/costos.....	0,9	0%	5,7	-1%	4,9	563%
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(801,7)</b>	<b>100%</b>	<b>(723,6)</b>	<b>100%</b>	<b>78,0</b>	<b>-10%</b>
<b>Estadísticas físicas (en GWh)</b>						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	5.212	78%	5.442	81%	230	4%
Gas.....	1.219	18%	1.197	18%	(22)	-2%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	189	3%	61	1%	(129)	-68%
Hidro/Solar.....	39	1%	37	1%	(2)	-5%
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>6.659</b>	<b>100%</b>	<b>6.736</b>	<b>100%</b>	<b>77</b>	<b>1%</b>
Menos Consumos propios.....	(548)	-8%	(461)	-7%	87	-16%
<b>Total generación neta.....</b>	<b>6.112</b>	<b>87%</b>	<b>6.275</b>	<b>88%</b>	<b>164</b>	<b>3%</b>
Compras de energía en el mercado spot.....	902	13%	893	12%	(8)	-1%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	<b>7.013</b>	<b>100%</b>	<b>7.169</b>	<b>100%</b>	<b>155</b>	<b>2%</b>

Nuestra generación bruta registró un aumento de 1% en los primeros nueve meses del año en comparación con el mismo periodo del año anterior, debido a una mayor generación con carbón asociada al menor número de mantenciones de unidades carboneras en el periodo. La generación en base a carbón aumentó en un 4%, pasando a representar un 81% de la generación total de E.CL desde un 78% en el mismo periodo del año anterior, desplazando

tanto la generación menos eficiente a petróleo diésel como las compras de energía en el mercado spot que disminuyeron un 1%. Durante estos nueve meses se llevaron a cabo mantenencias programadas a las unidades, U13, U14, U15, U16, CTM1, CTM2, y CTA.

La disminución de 17% en la partida de combustibles en el periodo se explica por la disminución generalizada en los precios de combustibles con respecto al mismo periodo del año anterior. En menor medida, menores costos de estadía de naves y de descarga y manejo de carbón a raíz de la recuperación de la operación de Puerto Mejillones luego del incidente ocurrido a fines de 2013, contribuyeron a los menores costos de combustibles. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot disminuyó debido a las menores compras físicas de energía y al menor costo marginal en este periodo.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenencias y costos de ventas de combustibles. La disminución en este rubro se debe principalmente al efecto de la apreciación del dólar sobre los costos operacionales en pesos, y a varios otros factores, incluyendo menores costos de estadía de naves, lo que fue parcialmente compensado por mayores provisiones, incluyendo la provisión asociada al arbitraje con Codelco.

### Resultado operacional

#### Información a Septiembre 2015

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

EBITDA	9M - 2014		9M - 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	946,2	100%	869,2	100%	(77,0)	-8%
Total costo de ventas	(767,9)	-81%	(694,7)	-80%	73,1	-10%
<b>Ganancia bruta.....</b>	<b>178,3</b>	19%	<b>174,4</b>	20%	<b>(3,9)</b>	-2%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(33,8)	-4%	(28,9)	-3%	4,9	-14%
<b>Ganancia Operacional.....</b>	<b>144,5</b>	15%	<b>145,5</b>	17%	<b>1,0</b>	1%
Depreciación y amortización.....	99,2	10%	103,3	12%	4,0	4%
<b>EBITDA.....</b>	<b>243,8</b>	26%	<b>248,8</b>	29%	<b>5,0</b>	2%

En los primeros nueve meses del año, el EBITDA alcanzó US\$248,8 millones, un aumento de 2% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a menores costos de suministro, explicados por la caída en los precios de combustibles; una mezcla de generación más eficiente que la del año anterior, tanto por la mayor generación con carbón como por las menores compras al mercado spot; el rezago con que la caída en precios de combustibles se refleja en la tarifa de ventas a clientes regulados; y el efecto del aumento del tipo de cambio peso-dólar sobre nuestros costos operacionales en pesos.

La depreciación aumentó en US\$4 millones en el periodo debido al inicio de la depreciación de los trabajos de mantención mayor de la U16 y del proyecto de mejoras ambientales, así como por un aumento no-recurrente producto de la depreciación de una mantención anterior de la U12.

## Resultados financieros

### Información a Septiembre 2015

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

	9M - 2014		9M - 2015		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
<b>Resultados no operacionales</b>						
Ingresos financieros.....	1,8	0%	1,5	0%	(0,3)	-17%
Gastos financieros.....	(34,3)	-4%	(27,7)	-3%	6,7	-19%
Diferencia de cambio.....	1,0	0%	(9,7)	-1%	(10,7)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	0,2	0%	1,4	0%	1,2	795%
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(31,4)</b>	<b>-4%</b>	<b>(34,5)</b>	<b>-4%</b>	<b>(3,1)</b>	<b>10%</b>
Ganancia antes de impuesto.....	113,2	14%	111,0	12%	(2,1)	-2%
Impuesto a las ganancias.....	(24,5)	-3%	(34,1)	-4%	(9,6)	39%
<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades</b>						
<b>Continuadas después de impuesto.....</b>	<b>88,7</b>	<b>11%</b>	<b>77,0</b>	<b>8%</b>	<b>(11,7)</b>	<b>-13%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>85,1</b>	<b>11%</b>	<b>72,4</b>	<b>8%</b>	<b>(12,8)</b>	<b>-15%</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....</b>	<b>3,5</b>	<b>0%</b>	<b>4,6</b>	<b>1%</b>	<b>1,1</b>	<b>30%</b>
<b>EJERCICIO</b>	<b>85,1</b>	<b>11%</b>	<b>72,4</b>	<b>8%</b>	<b>(12,8)</b>	<b>-15%</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,08</b>	<b>0%</b>	<b>0,07</b>	<b>0%</b>	<b>(0,0)</b>	<b>-15%</b>

El gasto financiero disminuyó con respecto los primeros nueve meses del año anterior debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM (US\$3,9 millones) y menores costos financieros de US\$2,6 millones por el pre-pago del financiamiento del proyecto CTA en octubre de 2014 con recursos provenientes de la colocación de un bono 144-A.

La pérdida por diferencias de cambio se explica principalmente por el efecto de una marcada depreciación del peso chileno sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar, moneda funcional de la compañía. Estos activos incluyen, entre otros, cuentas por cobrar a clientes, anticipos a proveedores e IVA crédito fiscal, cuyo saldo ha aumentado debido al inicio de la construcción de los proyectos TEN e IEM. Cabe notar que la mayor parte de esta pérdida no se tradujo en salidas de caja, especialmente, en el caso de cuentas por cobrar a clientes que quedan temporalmente expuestas a las fluctuaciones del tipo de cambio, ya que se facturan en pesos; sin embargo, se pagan en dólares, revirtiendo la diferencia de cambio al momento de su pago.

### Ganancia neta

A pesar del buen resultado operacional, la utilidad después de impuestos disminuyó un 15% comparado con los primeros nueve meses del año anterior, llegando a los US\$72,4 millones, principalmente debido a las pérdidas de cambio y al mayor impuesto a la renta. El impuesto a la renta aumentó en este periodo debido a cuatro factores. (i) El alza en la tasa de impuesto a la renta en comparación con el año pasado debida a la nueva reforma tributaria vigente desde septiembre de 2014; (ii) el efecto de la aplicación de una tasa de 27% sobre los impuestos diferidos según se estipula en dicha reforma; (iii) un aumento de impuestos no recurrente de US\$3,5 millones originado en la provisión de gastos por el resultado del arbitraje con Codelco que queda afecta al concepto de gasto rechazado; y, (iv) un mayor monto de US\$2,9 millones de impuesto pagado en abril de 2015 en relación al gasto provisionado en diciembre de 2014.

## Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2015, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$185,7 millones. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.<sup>1</sup>

<b>Información a Septiembre 2015</b>		
<small>(En millones de US\$)</small>		
<b>Estado de flujo de efectivo</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	186,7	210,1
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	37,7	(270,9)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(72,8)</u>	<u>(26,2)</u>
<b>Cambio en el efectivo</b>	<b><u>151,6</u></b>	<b><u>(87,1)</u></b>

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

El flujo de caja neto proveniente de la operación durante los primeros nueve meses de 2015 incluyó US\$265 millones de flujos de caja de la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$23 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía (US\$32,3 millones) alcanzaron los US\$210 millones.

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

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión en activos fijos fue de US\$268 millones netos de IVA. Este monto incluye US\$117 millones de inversiones en el proyecto de línea de transmisión entre el SING y el SIC (TEN); US\$66 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones y el nuevo puerto (IEM); US\$45 millones en mantenciones mayores, especialmente de la U16; US\$29 millones en otras mejoras de activos existentes y el proyecto de mejoras ambientales; y US\$11 millones en el proyecto solar fotovoltaico Pampa Camarones.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL dio término al Proyecto de Reducción de Emisiones (“CAPEX medioambiental”), iniciativa que tuvo 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. La compañía instaló filtros de mangas para la reducción de emisiones de material particulado e implementó sistemas para reducir emisiones de gases (NOx y SO2), específicamente quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfurización con cal hidratada. Los nuevos límites de emisiones previstos en dicha normativa comenzaron a aplicarse en Tocopilla a partir del 23 de junio 2015, lo que implicará un mayor consumo de cal en la operación de las centrales que ahí operan.

Nuestras inversiones en activos fijos en los primeros nueve meses de 2015 y 2014 ascendieron a los US\$268 millones y US\$62,9 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

---

<sup>(1)</sup> Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y “mark-to-market” de operaciones de derivados financieros.

## Inversiones en activos fijos

### Información a Septiembre de cada año

(En millones de US\$)

<b>CAPEX</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
CTA (Nuevo Puerto).....	2,7	10,8
CTH .....	2,1	0,3
Central Tamaya.....	0,4	0,5
IEM.....	-	55,4
TEN .....	-	116,7
Mantenición mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	27,2	45,1
Mejoras Medioambientales .....	12,8	12,1
Planta Solar.....	1,1	11,1
Otros.....	16,6	16,3
<b>Total inversión en activos fijos</b>	<b>62,9</b>	<b>268,3</b>

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

Los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento durante los primeros nueve meses de 2015, fueron el pago de dividendos, por un total de US\$26,2 millones, incluyendo el pago de dividendos de E.CL por un monto de US\$19,7 millones, con cargo a las utilidades del año 2014, y pagos de US\$6,5 millones en dividendos al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).

### *Obligaciones contractuales*

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 2015. 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 30/09/15

Períodos de vencimiento de pagos

(En millones de US\$)

	<b>Total</b>	<b>&lt; 1 año</b>	<b>1 - 3 años</b>	<b>3 - 5 años</b>	<b>Más de 5 años</b>
Deuda bancaria.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	-	-	750,0
Intereses devengados.....	7,4	7,4	-	-	-
<b>Total</b>	<b>757,4</b>	<b>7,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>750,0</b>

E.CL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos por US\$400 millones pagadero en una sola cuota de capital a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual, y el segundo por US\$350 millones con un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual.

Con el objetivo de fortalecer la liquidez de la compañía, especialmente en un escenario con un fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 E.CL firmó un contrato de línea de liquidez comprometida con el Banco de Chile por un total de UF 1.250.000 (equivalente a aproximadamente US\$45 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al 30 de septiembre, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

En tanto, con fecha 30 de junio de 2015, E.CL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), la que permitirá a la

compañía girar de manera flexible préstamos por un monto total de US\$270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesaria para financiar los diversos proyectos que lleva adelante. Esta línea de crédito devenga una comisión de disponibilidad sobre el monto no girado de la línea, y los préstamos que se giren devengarán intereses variables equivalentes a la tasa LIBOR de 90 días más el margen aplicable. Al 30 de septiembre, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

## 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 28 de abril de 2015 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2014.

En tanto el directorio de E.CL S.A., con fecha 29 de Septiembre de 2015, aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$13.500.000, lo que significa un dividendo de US\$0,0128167423 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 23 de Octubre de 2015, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a esa fecha

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
27 de mayo, 2015	Final (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015 )	13,5	0,01280

## 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, existe 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 prevaeciente 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%. Por otra parte, nuestra compañía participa en el negocio de compra y venta de combustibles, particularmente, ventas de gas a terceros. En éste se producen desfases entre el momento de compra y pago de los embarques, que normalmente ocurren en un momento determinado, y la venta del combustible que puede ocurrir a lo largo del año. Es por esta razón, que en el año 2015, la compañía ha tomado contratos del tipo swap de precios de combustibles para cubrir la exposición de sus resultados y de sus flujos de caja a la volatilidad de los precios de combustibles.

### ***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. Además, en la medida que se avanza en la construcción de nuestros proyectos TEN e IEM, está aumentando el saldo de la cuenta IVA débito fiscal que se encuentra en pesos ajustables por inflación, quedando expuesta a fluctuaciones en el tipo de cambio dólar-peso. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos a un tipo de cambio observado que 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 y marzo de 2015, aprobó estrategias de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato. Asimismo, la compañía, y su filial CTA firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC con S.K. Engineering and Construction, y Belfi, respectivamente, los que consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. En el mes de octubre, con posterioridad al cierre contable del 30 de septiembre de 2015, la filial TEN firmó contratos de derivados para cubrir la exposición de monedas de los flujos de caja asociados a los contratos EPC con Alstom y Sigdo Koppers. De esta forma, la compañía evitará variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control.

### ***Riesgo de tasa de interés***

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de septiembre 2015, un 100% del total de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija. Los desembolsos bajo la línea de crédito comprometida a 5 años firmada el 30 de junio de 2015 con los bancos Mizuho, Citibank, BBVA, Caixabank y HSBC, estarán afectos a una tasa de interés variable sobre la tasa LIBOR de 90 días. A la fecha, no se han girado créditos bajo esta línea.

		<b>Al 31 de Septiembre de 2015</b>					
		Vencimiento contractual					
		(En millones de US\$)					
	<b><u>Tasa de interés promedio</u></b>	<b><u>2015</u></b>	<b><u>2016</u></b>	<b><u>2017</u></b>	<b><u>2018</u></b>	<b><u>2019 y más</u></b>	<b><u>TOTAL</u></b>
<b>Tasa Fija</b>							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
<b>Total</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>750,0</b>	<b>750,0</b>

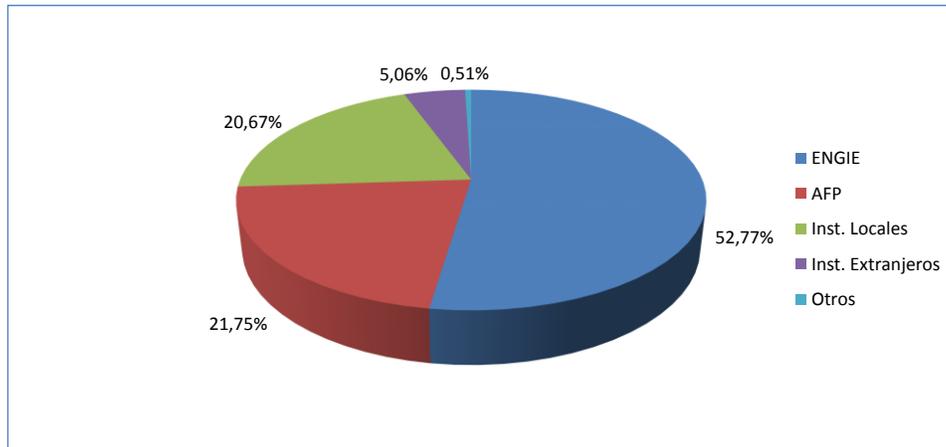
### ***Riesgo de crédito***

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; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra compañía lleva a cabo revisiones

periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con el único cliente regulado en el sistema que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales en la región. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

## Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de septiembre de 2015

N° de accionistas: 1.921



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

## ANEXO 1

### ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	<u>2014</u>				<u>2015</u>			
	<u>1T14</u>	<u>2T14</u>	<u>3T14</u>	<u>9M14</u>	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>3T15</u>	<u>9M15</u>
<b>Ventas físicas</b>								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.785	1.758	5.288	1.726	1.749	1.785	5.260
Ventas de energía a clientes regulados	451	447	457	1.355	463	466	478	1.407
Ventas de energía al mercado spot	75	19	83	177	149	42	109	300
<b>Total ventas de energía.....</b>	<b>2.271</b>	<b>2.251</b>	<b>2.298</b>	<b>6.820</b>	<b>2.337</b>	<b>2.258</b>	<b>2.372</b>	<b>6.967</b>
<b>Generación bruta por combustible</b>								
Carbón.....	1.731	1.660	1.821	5.212	1.826	1.825	1.791	5.442
Gas.....	381	440	398	1.219	404	407	386	1.197
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	77	70	43	189	23	31	6	61
Hidro/ Solar.....	15	12	12	39	13	11	12	37
<b>Total generación bruta.....</b>	<b>2.204</b>	<b>2.183</b>	<b>2.273</b>	<b>6.659</b>	<b>2.267</b>	<b>2.274</b>	<b>2.195</b>	<b>6.736</b>
<i>Menos</i> Consumos propios.....	(177.9)	(199.7)	(169.9)	(547.5)	(167.5)	(130.3)	(163.1)	(461.0)
<b>Total generación neta.....</b>	<b>2.026</b>	<b>1.983</b>	<b>2.103</b>	<b>6.112</b>	<b>2.099</b>	<b>2.144</b>	<b>2.032</b>	<b>6.275</b>
<b>Compras de energía en el mercado spot</b>	306	308	287	902	291	216	387	893
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<b>2.332</b>	<b>2.291</b>	<b>2.390</b>	<b>7.013</b>	<b>2.390</b>	<b>2.359</b>	<b>2.419</b>	<b>7.169</b>

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

**IFRS**

	<b>1T14</b>	<b>2T14</b>	<b>3T14</b>	<b>9M14</b>	<b>1T15</b>	<b>2T15</b>	<b>3Q15</b>	<b>9M15</b>
<b>Ingresos de la operación</b>								
Ventas a clientes regulados.....	46,5	54,1	57,6	158,3	55,4	51,6	50,8	157,8
Ventas a clientes no regulados.....	209,9	220,4	210,4	640,7	181,9	180,4	186,3	548,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	5,8	2,5	4,9	13,2	6,2	7,3	6,3	19,8
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<b>262,1</b>	<b>277,0</b>	<b>273,0</b>	<b>812,1</b>	<b>243,4</b>	<b>239,4</b>	<b>243,4</b>	<b>726,2</b>
Ventas de gas.....	10,9	24,6	28,3	63,8	18,5	23,1	30,3	71,9
Otros ingresos operacionales.....	35,3	16,5	18,5	70,3	25,8	19,6	25,8	71,2
<b>Total ingresos operacionales.....</b>	<b>308,4</b>	<b>318,1</b>	<b>319,7</b>	<b>946,2</b>	<b>287,6</b>	<b>282,0</b>	<b>299,6</b>	<b>869,2</b>
<b>Costos de la operación</b>								
Combustibles.....	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(322,2)	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(268,0)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(128,3)	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(109,0)
Otros costos directos de la operación	(71,7)	(75,7)	(72,0)	(219,4)	(69,5)	(75,0)	(71,6)	(216,1)
<b>Total costos directos de ventas.....</b>	<b>(251,0)</b>	<b>(270,2)</b>	<b>(246,8)</b>	<b>(767,9)</b>	<b>(227,6)</b>	<b>(226,3)</b>	<b>(240,9)</b>	<b>(694,7)</b>
Gastos de administración y ventas.....	(10,6)	(10,1)	(12,7)	(33,4)	(11,4)	(12,8)	(8,7)	(33,0)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(1,2)	(0,6)	(0,6)	(0,5)	(1,7)
Otros ingresos de la operación.....	0,6	0,5	(0,2)	0,9	0,1	4,8	0,8	5,7
<b>Total costos de la operación.....</b>	<b>(261,4)</b>	<b>(280,1)</b>	<b>(260,1)</b>	<b>(801,7)</b>	<b>(239,5)</b>	<b>(234,9)</b>	<b>(249,3)</b>	<b>(723,6)</b>
<b>Ganancia operacional.....</b>	<b>47,0</b>	<b>37,9</b>	<b>59,6</b>	<b>144,5</b>	<b>48,1</b>	<b>47,2</b>	<b>50,2</b>	<b>145,5</b>
<b>EBITDA.....</b>	<b>79,9</b>	<b>71,9</b>	<b>92,0</b>	<b>243,8</b>	<b>80,1</b>	<b>80,6</b>	<b>88,0</b>	<b>248,8</b>
Ingresos financieros.....	0,9	0,6	0,4	1,8	0,3	0,6	0,6	1,5
Gastos financieros.....	(11,4)	(11,7)	(11,3)	(34,3)	(10,9)	(8,7)	(8,1)	(27,7)
Diferencia de cambio.....	(0,1)	(1,8)	2,8	1,0	1,9	(6,2)	(5,5)	(9,7)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales	(0,2)	0,4	(0,1)	0,2	0,0	(0,1)	1,5	1,4
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>(10,8)</b>	<b>(12,5)</b>	<b>(8,1)</b>	<b>(31,4)</b>	<b>(8,7)</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(11,5)</b>	<b>(34,5)</b>
Ganancia antes de impuesto.....	36,2	25,5	51,5	113,2	39,5	32,8	38,8	111,0
Impuesto a las ganancias.....	(9,2)	(4,7)	(10,6)	(24,5)	(9,8)	(14,4)	(9,9)	(34,1)
<b>Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto....</b>	<b>27,0</b>	<b>20,7</b>	<b>40,9</b>	<b>88,7</b>	<b>29,7</b>	<b>18,4</b>	<b>28,8</b>	<b>77,0</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....</b>	<b>24,8</b>	<b>19,7</b>	<b>40,6</b>	<b>85,1</b>	<b>27,3</b>	<b>17,7</b>	<b>27,4</b>	<b>72,4</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...</b>	<b>2,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,3</b>	<b>3,5</b>	<b>2,5</b>	<b>0,7</b>	<b>1,5</b>	<b>4,6</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...</b>	<b>24,8</b>	<b>19,7</b>	<b>40,6</b>	<b>85,1</b>	<b>27,3</b>	<b>17,7</b>	<b>27,4</b>	<b>72,4</b>
<b>Ganancia por acción.....</b>	<b>0,024</b>	<b>0,019</b>	<b>0,039</b>	<b>0,081</b>	<b>0,026</b>	<b>0,017</b>	<b>0,026</b>	<b>0,069</b>

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

	<b>2014</b>	<b>2015</b>
	<b>31-Dec-14</b>	<b>30-Sep-15</b>
<b>Activo corriente</b>		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	268,9	185,7
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	126,6	135,3
Impuestos por recuperar	41,7	39,1
Otros activos corrientes	242,8	234,8
<b>Total activos corrientes</b>	<b>680,0</b>	<b>594,9</b>
<b>Activos no corrientes</b>		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.881,7	2.091,2
Otros activos no corrientes	404,1	383,0
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>2.965,8</b>	<b>3.069,1</b>
<b>Pasivos corrientes</b>		
Deuda financiera	12,0	11,2
Otros pasivos corrientes	197,8	239,8
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>209,8</b>	<b>251,0</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	723,7	739,6
Otros pasivos de largo plazo	251,5	260,9
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>975,2</b>	<b>1.000,5</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>1.681,9</b>	<b>1.719,7</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	<b>98,9</b>	<b>98,0</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>1.780,8</b>	<b>1.817,7</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>	<b>2.965,8</b>	<b>3.069,1</b>

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

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

		INDICADORES FINANCIEROS		
		Dec-14	Sep-15	Var.
<b>LIQUIDEZ</b>	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces) 3,24	2,37	-26,9%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces) 2,38	1,67	-29,8%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$ 470,22	343,91	-26,9%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces) 0,67	0,69	3,0%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces) 5,68	6,59	16,0%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces) 2,4	2,41	0,4%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces) 1,52	1,8	18,4%
<b>RENTABILIDAD</b>	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	% 5,3%	4,2%	-20,4%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	% 3,0%	2,4%	-21,3%

\*últimos 12 meses

## CONFERENCIA TELEFONICA 9M15

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre de 2015, el día jueves 29 de octubre de 2015 a las 11:00 am (EST) – 12: 00 pm (hora local de Chile)

Dirigida por:

Carlos Freitas, CFO E.CL S.A.

Para participar, marcar: **1 (706) 902-4518**, internacional ó **12300206168 (toll free Chile)**.  
**Passcode I.D.: 56095080**, 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.: 56095080**. La repetición estará disponible hasta el día 5 de noviembre de 2015.