

E.CL REPORTÓ UN EBITDA DE US\$71 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$212 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2016.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$71 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO, CON UNA MEJORA EN EL MARGEN EBITDA EN 2,8 PUNTOS PORCENTUALES. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DE ESTE TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$212 MILLONES QUE SE COMPARA MUY FAVORABLEMENTE CON IGUAL PERIODO DEL AÑO ANTERIOR INFLUIDO POR LA VENTA DEL 50% DE TEN.

- **Los ingresos operacionales** en el primer trimestre de 2016 alcanzaron los US\$230,9 millones, disminuyendo un 20% en comparación a igual trimestre del año anterior. Esto se debió principalmente a un menor precio promedio monómico tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas y la ausencia en este trimestre del negocio de gas natural, el cual estuvo presente todo el año anterior.
- **El EBITDA** del primer trimestre alcanzó US\$70,7 millones, con un margen EBITDA de 30,6%, superior en 2,8 puntos porcentuales a igual periodo del año anterior. Sin embargo, el EBITDA retrocedió 12%, producto de menores ingresos por US\$56,7 millones (-20%) que no alcanzaron a ser compensados por la baja de US\$ 41,1 millones (-18%) en los costos de ventas.
- **La utilidad neta** del primer trimestre de 2016 alcanzó US\$212,0 millones, un aumento de gran magnitud respecto al primer trimestre de 2015, debido principalmente a la venta del 50% de TEN.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T15	1T16	Var%
Total ingresos operacionales	287,6	230,9	-20%
Ganancia operacional	48,1	36,3	-25%
EBITDA	80,1	70,7	-12%
Margen EBITDA	27,9%	30,6%	+2,8 pp
Total resultado no operacional	(8,7)	226,8	
Ganancia después de impuestos	29,7	213,3	618%
Ganancia atribuible a los controladores	27,3	212,0	677%
Ganancia atribuible a los controladores sin efectos no recurrentes	27,3	20,2	-26%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,5	1,3	-45%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,03	0,20	677%
Ventas de energía (GWh)	2.337	2.328	0%
Generación neta de energía (GWh)	2.099	2.224	6%

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en el norte de Chile. E.CL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 31 de marzo de 2016, E.CL mantenía un 48% 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 52,76% a ENGIE (anteriormente conocida como GDF SUEZ). El 47,24% 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.

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2016.....	3
ANTECEDENTES GENERALES	5
Costos Marginales	5
Sobrecostos	6
Precios de Combustibles	6
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	9
Primer trimestre de 2016 comparado con el cuarto trimestre de 2015 y primer trimestre de 2015	9
Ingresos operacionales	9
Costos operacionales.....	10
Margen Eléctrico.....	11
Resultado operacional	12
Resultados financieros	12
Ganancia neta.....	13
Liquidez y recursos de capital	13
Flujos de caja provenientes de la operación.....	13
Flujos de caja usados en actividades de inversión	14
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	14
Obligaciones contractuales.....	14
Política de dividendos	15
Política de cobertura de riesgos	16
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	16
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	16
Riesgo de tasa de interés	17
Riesgo de crédito.....	17
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de MARZO de 2016	18
ANEXO 1	19
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	19
Ventas Físicas	19
Estados de Resultados Trimestrales	20
Balance 21	21
ANEXO 2	22
INDICADORES FINANCIEROS.....	22
CONFERENCIATELEFONICA 3M16	23

HECHOS DESTACADOS

PRIMER TRIMESTRE DE 2016

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de E.CL S.A. celebrada el martes 26 de abril de 2016, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, que se pagará el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado que se publique en el Diario Oficial el 20 de mayo. Tendrán derecho al dividendo los accionistas inscritos en el registro respectivo a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha del reparto.
 - b) Elegir como directores titulares de la Sociedad a las personas que a continuación se indican: i) Philip de Cnudde; ii) Pierre Devillers; iii) Daniel Pellegrini; iv) Hendrik De Buyserie; v) Mauro Valdés Raczynski; vi) Emilio Pellegrini Ripamonti y; vii) Cristián Eyzaguirre Johnston. Se designaron además los respectivos directores suplentes: i) Dante Dell'Elce; ii) Patrick Obyn; iii) Willem van Twembeke; iv) Pablo Villarino Herrera; v) Gerardo Silva Iribarne; vi) Fernando Abara Elías; vii) Joaquín González Errázuriz.
 - c) Designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
- **Junta Extraordinaria de Accionistas:** En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad por “Engie Energía Chile S.A”, aprobando para ese efecto la modificación de los estatutos sociales.
- **Dividendo provisorio:** El Directorio de Engie Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$ 0,0603810972 por acción, que se pagará el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en moneda nacional, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja de Engie Energía Chile S.A. y la utilidad neta del primer trimestre de 2016.
- **Venta del 50% de TEN:** El día 27 de enero se materializó la venta del 50% de las acciones del proyecto TEN a Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación S.A. Como producto de la venta, E.CL recibió el precio de US\$218 millones por las acciones más el importe correspondiente al 50% de los avances otorgados por E.CL a TEN para financiar el avance del proyecto desde el inicio de su construcción. Con esto, E.CL recibió recursos por US\$303 millones que la Compañía destinará en su mayor parte a financiar los proyectos en curso. La venta del 50% de las acciones de TEN tuvo un impacto positivo no-recurrente de US\$148 millones en la utilidad neta después de impuestos de E.CL.
- **Estado de avance de los proyectos:** Al 31 de marzo de 2016 se tiene que
 - **Infraestructura Energética Mejillones:** se encuentra avanzando de acuerdo al calendario estimado. Comenzó la construcción del edificio de la caldera y empezaron los vertimientos de concreto para las columnas fundacionales de la turbina. Asimismo, se dio comienzo a las obras civiles para la turbina y la sala de control y las excavaciones para las obras de toma de agua y descarga de la central. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018, con una inversión estimada de US\$945 millones (sin el puerto), de los cuales se han desembolsado un total de US\$141 millones.

- Nuevo puerto: Su construcción está a cargo de Belfi, y tiene como fecha de entrega agosto de 2017, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$35 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 30%, mientras la construcción avanza con la hincada de los pilotes del poste de amarre N°1. En obra ya se encuentra dispuesta la totalidad de los tubos para la fabricación de pilotes. Los descargadores de barco y correa tubular se encuentran en fase de ingeniería, próximos a iniciar el proceso de fabricación.
- TEN: las obras continúan en construcción, encontrándose actualmente en la fase de trabajos físicos en terreno. El proyecto se encuentra ajustado a presupuesto y avanza según cronograma en su ruta crítica. Ya comenzaron las excavaciones y el vertimiento de concreto para las fundaciones de las subestaciones y las torres para las líneas de transmisión se encuentran en distintos estados de avance (envío, pruebas, ensamblado y montaje). Un 98% de las servidumbres que cubren el trayecto del proyecto ya se encuentran acordadas y pagadas. Las concesiones eléctricas se encuentran ingresadas y en trámite de aprobación.

El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$800 millones, de los cuales a la fecha ya se han invertido US\$234 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. Para financiar el proyecto, la compañía está estructurando un financiamiento bancario de largo plazo del tipo “Project Finance” con asesoría de Banco Santander.

Cabe recordar que en diciembre de 2015, el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó el EIA del Proyecto Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA, al cual el proyecto TEN deberá conectarse en su extremo sur. En su extremo norte, TEN deberá conectarse al SING a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que unirá las subestaciones Changos y Kapatour, la que fue recientemente adjudicada a Transelec.

ANTECEDENTES GENERALES

E.CL opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad a la zona norte y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diésel y un creciente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Costos Marginales

Costo Marginal Crucero 220 kV

(En US\$/MWh)

<u>Periodo</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>
Enero	50,0	48,5	-3%
Febrero	49,6	48,4	-2%
Marzo	48,2	50,0	4%
1T	49,3	49,0	-1%
2T	58,4		
3T	55,9		
4T	65,2		
Año	57,2	49,0	-14%

Costo Promedio de Operación (SING)

(En US\$/MWh)

<u>Periodo</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>
Enero	52,6	35,2	-33%
Febrero	46,2	35,8	-23%
Marzo	44,0	31,1	-29%
1T	47,6	34,0	-29%
2T	49,1		
3T	46,1		
4T	39,9		
Año	45,7	34,0	-26%

Fuente: CDEC-SING.

En el primer trimestre de 2016, los costos marginales muestran un nivel muy similar a igual periodo del año anterior, promediando US\$49,0/MWh. Sin embargo, los costos medios de operación del sistema, que corresponden al promedio ponderado del costo variable de las centrales, mostraron una caída de dos dígitos, a consecuencia del menor costo de combustibles utilizados en el sistema.

Cabe mencionar que en marzo de 2016 se implementaron los Servicios Complementarios (SSCC) y comenzó a regir un nuevo procedimiento para la determinación del costo marginal. Ambos eventos dejaron obsoleta la Resolución Exenta 39 del año 2000 (RM39).

Es necesario destacar que los sobrecostos que compensaba la RM39 ya no serán calculados por el CDEC-SING. Sin embargo, parte de estos serán reemplazados por los ingresos de los SSCC y el incremento del costo marginal real, como se observa en la tabla precedente.

Por último, los sobrecostos por limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a mínimo técnico seguirán calculándose por el CDEC-SING de acuerdo al DS 130, sin modificación alguna.

Sobrecostos

Sobrecostos

(En millones de US\$)

Periodo	2015		2016		% Variación Año c/A	
	Total	Prorrata E-CL	Total	Prorrata E-CL	Total	Prorrata E-CL
Enero	13,0	5,5	4,0	2,0	-70%	-63%
Febrero	10,9	4,7	3,3	1,7	-70%	-64%
Marzo	11,8	5,8	2,2	1,1	-81%	-81%
1T	35,8	16,0	9,5	4,8	-73%	-70%
2T	52,3	27,6				
3T	44,5	24,0				
4T	27,6	14,4				
Año	160,2	82,0				

En el primer trimestre de 2016 los sobrecostos del sistema disminuyeron 73% interanual, totalizando US\$9,5 millones. La caída se debió principalmente a los nuevos factores operacionales de la central Atacama y en menor medida, al menor precio del diesel.

La prorrata de E.CL disminuyó un 70%, alcanzando US\$4,8 millones.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
1T	48,5	33,4	-31%	53,9	34,5	-36%	2,87	1,96	-32%	60,5	39,3	-35%
2T	57,8			62,1			2,73			57,8		
3T	46,5			50,2			2,75			54,1		
4T	42,0			43,3			2,11			46,8		
Año	48,7	33,4	-31%	52,3	34,5	-34%	2,61	1,96	-25%	54,8	39,3	-28%

Fuente: Bloomberg

Durante el primer trimestre de 2016, los precios internacionales de los combustibles continuaron con un retroceso del orden de 30%.

Generación

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

Generación Total SING por tipo de combustible (en GWh)

2015

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>1T 2015</u>		<u>2T 2015</u>		<u>3T 2015</u>		<u>4T 2015</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>						
Carbón	3.549	78%	3.431	73%	3.458	73%	3.738	76%
GNL	483	11%	605	13%	710	15%	746	15%
Diesel / Petróleo pesado	305	7%	454	10%	322	7%	177	4%
Renovable	188	4%	179	4%	216	5%	244	5%
Total generación bruta SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%

2016

<u>Tipo de Combustible</u>	<u>1T 2016</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Carbón	3.802	78%
GNL	502	10%
Diesel / Petróleo pesado	305	6%
Renovable	278	6%
Total generación bruta SING	4.887	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2016, la potencia bruta horaria promedió 2.237 MW, un 6,7% superior a igual trimestre del año anterior. En cuanto a la generación bruta del sistema, ésta también tuvo un crecimiento anual de 8,0%, influida por el incremento de demanda tanto de nuevas faenas mineras que iniciaron su operación después del 1T de 2015, como por otras que aumentaron consumo (OLAP y OGP 1 de BHP Billiton, Sierra Gorda, Antucoya y Esperanza). El mix de generación entre carbón y gas fue relativamente estable, aumentando la contribución la componente renovable.

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

Generación por Empresa (en GWh)

2015

<u>Empresa</u>	<u>1T 2015</u>		<u>2T 2015</u>		<u>3T 2015</u>		<u>4T 2015</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>						
Norgener / Angamos	1.536	34%	1.532	33%	1.674	36%	1.864	38%
Celta	267	6%	263	6%	244	5%	192	4%
GasAtacama	276	6%	423	9%	384	8%	289	6%
E.CL (con CTH al 100%)	2.267	50%	2.274	49%	2.195	47%	2.324	47%
Otros	179	4%	177	4%	209	4%	236	5%
Total generación bruta SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%

2016

<u>Empresa</u>	<u>1T 2016</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
Norgener / Angamos	1.661	34%
Celta	257	5%
GasAtacama	294	6%
E.CL (con CTH al 100%)	2.411	49%
Otros	265	5%
Total generación bruta SING	4.887	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2016 E.CL aumentó su generación 6,4% en comparación a igual periodo del año anterior, totalizando el 49% de la generación del SING. Para la Compañía, el mayor incremento en generación fue en la componente en base a gas, seguida de carbón. En lo concerniente a mantenciones mayores programadas, durante el 1T16 la unidad 16 (gas, 400MW) del complejo de Tocopilla estuvo 9 días en mantención y CTM2 (carbón, 175 MW) del complejo Mejillones 21 días.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados no auditados para los periodos finalizados al 31 de marzo de 2016 y 31 de marzo de 2015. 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).

Resultados de las operaciones

Primer trimestre de 2016 comparado con el cuarto trimestre de 2015 y primer trimestre de 2015

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T 2015		4T 2015		1T 2016		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	181,9	75%	166,5	76%	156,7	74%	-6%	-14%
Ventas a clientes regulados.....	55,4	23%	47,4	22%	47,7	22%	1%	-14%
Ventas al mercado spot.....	6,2	3%	6,3	3%	8,2	4%	31%	33%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	243,4	85%	220,1	80%	212,6	92%	-3%	-13%
Ventas de gas.....	18,5	6%	32,7	12%	0,1	0%	-100%	-99%
Otros ingresos operacionales.....	25,8	9%	20,7	8%	18,2	8%	-12%	-29%
Total ingresos operacionales.....	287,6	100%	273,5	100%	230,9	100%	-16%	-20%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.726	74%	1.839	76%	1.737	75%	-6%	1%
Ventas de energía a clientes regulados.....	463	20%	477	20%	483	21%	1%	4%
Ventas de energía al mercado spot.....	149	6%	97	4%	109	5%	12%	-27%
Total ventas de energía.....	2.337	100%	2.414	100%	2.328	100%	-4%	0%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	100,3		89,2 (4)		89,4		0%	-11%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	119,6		99,3		98,7		-1%	-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.

(4) El valor tiene una distorsión en el trimestre debido a menores ventas por arbitraje con Codelco

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$212,6 millones en el primer trimestre, con una caída interanual de 13%, dada la indexación de las tarifas al precio de los combustibles. En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – se mantuvo relativamente estable la porción de cada segmento, pero disminuyendo a nivel físico las ventas al mercado spot.

Las ventas físicas se mantuvieron estables a nivel interanual; sin embargo, dada la estacionalidad del cuarto trimestre en la minería, se observa un retroceso con respecto al trimestre inmediatamente anterior.

Respecto a las variaciones de consumo de nuestros clientes, cabe mencionar el alza en la demanda de Antucoya, Radomiro Tomic y Chuquicamata, lo que fue contrarrestado en parte por un menor nivel de consumo de El Abra, Michilla y SQM. En la misma línea, a nivel inter-trimestral, cabe notar que la disminución de energía se debe a la baja en los consumos de Chuquicamata, Gaby, Michilla, SQM y El Abra, parcialmente compensado por Antucoya.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$47,7 millones, con una baja de 14% en comparación con igual trimestre de 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde US\$4,26/MM Btu utilizado en 1T del año anterior (proveniente del proceso tarifario de octubre de 2014) a US\$2,80/MMBtu usado en el 1T de 2016 (número del proceso tarifario de octubre de 2015).

En términos físicos, las ventas al mercado spot de nuestra filial CTA registraron una baja respecto al 1T2015 (-11 GWh) y un incremento respecto al trimestre inmediatamente anterior (+12 GWh). En lo concerniente a CTH, no tuvo venta al mercado spot ni en este trimestre ni en el inmediatamente anterior, lo que se compara con la venta de 29 GWh en el 1T2015. 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 CDEC.

Este trimestre no estuvo presente el ítem de ventas de gas, lo que se compara desfavorablemente con 1T2015. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes e ingresos tarifarios, que en conjunto representaron cerca del 55%. Además incluyen partidas de servicios varios (portuarios, mantención, etc).

Costos operacionales

	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	1T 2015		4T 2015		1T 2016		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(96,5)	40%	(99,9)	41%	(85,9)	44%	-14%	-11%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(30,2)	13%	(28,2)	12%	(21,0)	11%	-26%	-31%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(31,4)	13%	(34,0)	14%	(33,8)	17%	-1%	8%
Otros costos directos de la operación	(69,5)	29%	(67,8)	28%	(45,8)	24%	-32%	-34%
Total costos directos de ventas.....	(227,6)	95%	(230,0)	94%	(186,5)	96%	-19%	-18%
Gastos de administración y ventas.....	(11,4)	5%	(16,6)	7%	(6,8)	3%	-59%	-41%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	0%	(0,9)	0%	(0,6)	0%	-36%	-1%
Otros ingresos/costos de la operación...	0,1	0%	3,1	-1%	(0,7)	0%		
Total costos de la operación.....	(239,5)	100%	(244,3)	100%	(194,6)	100%	-20%	-19%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.826	81%	1.927	83%	1.893	79%	-2%	4%
Gas.....	404	18%	373	16%	499	21%	34%	24%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	23	1%	9	0%	7	0%	-24%	-72%
Hidro/Solar.....	13	1%	14	1%	12	0%	-15%	-9%
Total generación bruta.....	2.267	100%	2.324	100%	2.411	100%	4%	6%
Menos Consumos propios.....	(168)	-7%	(190)	-8%	(187)	-8%	-2%	11%
Total generación neta.....	2.099	88%	2.134	87%	2.224	93%	4%	6%
Compras de energía en el mercado spot.....	291	12%	329	13%	178	7%	-46%	-39%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.390	100%	2.463	100%	2.401	100%	-3%	0%

La generación bruta de electricidad aumentó tanto en forma interanual, como en la comparación respecto al trimestre anterior, impulsadas por la mayor contribución de gas (por CTM3). En efecto, respecto al mix de generación, la contribución en base a carbón (79%) disminuyó tanto respecto al trimestre anterior, como en forma interanual.

En este trimestre, la disminución en los precios internacionales de combustibles implicó una caída de 11% (US\$10,6 millones) en la partida de combustibles, en comparación con igual periodo del año anterior, principalmente explicada por el ítem carbón, y en menor medida GNL, lo que fue parcialmente contrarrestado por el uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases (no estuvo presente en 1T2015, ya que se implementó en Tocopilla en el segundo semestre de 2015). De igual forma, en la comparación de la partida de combustibles respecto al trimestre anterior (US\$-14,0 millones), se observa un retroceso de dos dígitos, explicado principalmente por el ítem GNL y en menor medida por el ítem carbón. Cabe recordar que en el 4T2015 llegaron dos embarques de GNL a precios mayores que los de los embarques recibidos en el resto del año.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó fuertemente (31%) respecto al 1T2015, lo cual se explica principalmente porque en este ítem se incluye la partida de sobrecostos del sistema, el cual como ya se dijo disminuyó a partir de diciembre de 2015. Excluyendo sobrecostos, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró una disminución de US\$3,0 millones respecto al 1T2015, lo cual se compone de un menor nivel de compras físicas (-39%) y de un similar costo marginal. En la comparación con el trimestre anterior, el menor nivel de compras y potencia en el spot fue el resultado tanto de un menor volumen de compras, como de un menor precio promedio. En términos consolidados, E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación.

El costo de la depreciación en este trimestre aumentó en un dígito en términos interanuales, debido al “overhaul” realizado el año pasado a la unidad 16.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Este ítem, como un todo, tuvo una disminución interanual e inter-trimestral.

Los gastos de administración y ventas presentaron un importante retroceso, tanto interanual como respecto al trimestre anterior, debido a menores gastos en asesorías y servicios de terceros y, en menor medida a una reclasificación de partidas contables. Cabe recordar que el 4T de 2015 tenía una alta base de comparación, pues en dicho trimestre se reflejaron mayores gastos en desarrollo de proyectos y de planes de retiro.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por recuperaciones, provisiones e ingresos de diversos ítems, y su valor es relativamente menor.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)					<u>2016</u>
	<u>2015</u>					
	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>3T15</u>	<u>4T15</u>	<u>12M15</u>	
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	243,4	239,4	243,4	220,1	946,3	212,6
Costo de combustible.....	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(99,9)	(367,9)	(85,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(28,2)	(137,2)	(21,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	116,7	121,0	111,4	92,0	441,2	105,7
<i>Margen eléctrico</i>	<i>48%</i>	<i>51%</i>	<i>46%</i>	<i>42%</i>	<i>47%</i>	<i>50%</i>

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución de nivel con respecto al mismo trimestre del año anterior, sin embargo a nivel de margen porcentual, trepó hasta un 50%, favorecido por la mayor disminución de las compras valoradas de energía y potencia al spot. Cabe recordar que el margen eléctrico respecto al 4T2015 se muestra aún más favorable, pero está distorsionada la comparación por el reverso de ventas a Codelco como resultado del término del arbitraje entre ambas compañías.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	1T 2015		4T 2015		1T 2016		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	287,6	100%	273,5	100%	230,9	100%	-16%	-20%
Total costo de ventas	(227,6)	-79%	(230,0)	-84%	(186,5)	-81%	-19%	-18%
Ganancia bruta	60,0	21%	43,5	16%	44,4	19%	2%	-26%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(11,9)	-4%	(14,3)	-5%	(8,0)	-3%	-44%	-32%
Ganancia Operacional	48,1	17%	29,2	11%	36,3	16%	24%	-25%
Depreciación y amortización.....	32,0	11%	34,9	13%	34,4	15%	-2%	8%
EBITDA	80,1	28%	64,2	23%	70,7	31%	10%	-12%

El EBITDA del primer trimestre de 2016 llegó a US\$70,7 millones, el cual es 12% inferior a igual periodo de 2015, producto de menores ingresos de la operación ya mencionados. Sin embargo, el margen EBITDA mostró un incremento de 2,8 puntos porcentuales, favorecido por menores gastos de administración y ventas ("GAV") explicados en el párrafo anterior. Cabe recordar que la comparación con el trimestre anterior resulta favorable, tanto por el efecto no recurrente del reverso de ventas a Codelco, como por los mayores GAV incurridos en el 4T2015.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	1T 2015		4T 2015		1T 2016		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	0,3	0%	1,0	0%	0,6	0%	-44%	74%
Gastos financieros.....	(10,9)	-4%	(9,6)	-3%	(7,8)	-3%	-19%	-29%
Diferencia de cambio.....	1,9	1%	1,9	1%	0,8	0%	-57%	-56%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-		-		53,9	23%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,0	0%	0,4	0%	179,3	78%		
Total resultado no operacional	(8,7)	-3%	(6,2)	-2%	226,8	98%		
Ganancia antes de impuesto.....	39,5	14%	23,0	8%	263,1	114%	1042%	566%
Impuesto a las ganancias.....	(9,8)	-3%	0,5	0%	(49,8)	-22%		
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuadas después de impuesto.....	29,7	10%	23,6	9%	213,3	92%	805%	618%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	27,3	9%	21,8	8%	212,0	92%	872%	677%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	2,5	1%	1,8	1%	1,3	1%	-24%	-45%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	27,3	9%	21,8	8%	212,0	92%	872%	677%
Ganancia por acción	0,026	0%	0,021	0%	0,201	0%		

El gasto financiero disminuyó con respecto al mismo trimestre del año anterior debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó US\$0,8 millones a favor en el trimestre, levemente menor que la utilidad de cambio de US\$1,9 millones registrada tanto en el mismo trimestre del año anterior como en el 4T2015. La ganancia por diferencias de cambio en el trimestre se explica principalmente por un menor ritmo de depreciación del peso chileno y por la mantención de 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, avances a TEN, e IVA crédito fiscal, cuyo saldo ha aumentado debido al inicio de la construcción del proyecto IEM.

En este trimestre, se registraron componentes no operacionales no recurrentes:

- i. Una utilidad relacionada al reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN que mantuvo E.CL, que alcanzó US\$53,9 millones descontando el valor de mercado de las coberturas cambiarias tomadas por TEN, el que debió ser llevado a resultados al momento de la desconsolidación de la sociedad.
- ii. Los otros ingresos no operacionales netos se explican casi en su totalidad por cuatro ítems :
 - a. Venta de del 50% de las acciones de TEN (US\$187 millones)
 - b. Venta de estación convertidora a SQM (US\$13 millones)
 - c. Baja financiera de la central Tamaya (“*impairment*” de US\$18 millones)
 - d. Baja de proyectos en desarrollo (US\$4 millones).

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2015 fue de un 22,5%, en tanto que para 2016 es de 24%. El alza del impuesto a las ganancias de este trimestre se explica principalmente por la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN.

En el primer trimestre de 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$212,0 millones, abultado por la venta del 50% de TEN. Por ende, se compara favorablemente tanto con igual periodo del año anterior, como con el trimestre inmediatamente anterior.

A modo de hacer un análisis comparativo, eliminando los efectos no recurrentes, la utilidad neta del primer trimestre habría alcanzado los US\$20,2 millones, retrocediendo US\$7,1 millones respecto a igual trimestre del año anterior. Esto se explica principalmente por la baja de US\$9,4 millones en el EBITDA, la mayor depreciación y el aumento de la tasa impositiva, lo que fue parcialmente contrarrestado por menores gastos financieros.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2016, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$401,3 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

Información a Marzo de cada año (en millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	73,8	46,8
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(81,0)	206,3
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(2,0)</u>	<u>(7,9)</u>
Cambio en el efectivo	<u>(9,2)</u>	<u>245,2</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja neto proveniente de la operación en el primer trimestre de 2016 incluyó US\$64,5 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$0,6 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía (US\$17,1 millones) alcanzaron los US\$46,8 millones.

⁽¹⁾ 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.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer trimestre de 2016, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un ingreso de caja neto de US\$206,3 millones, compuesto como sigue:

- i. Flujo proveniente de la venta del 50% de las acciones de TEN: US\$217,56 millones;
- ii. Flujos provenientes de la venta del 50% de las acreencias con TEN netos de avances hechos a TEN durante el período: US\$41,65 millones;
- iii. Flujos provenientes de la venta de una subestación convertidora a SQM: US\$15,48 millones;
- iv. Inversiones en activos fijos: US\$60,48 millones.

Las inversiones en activos fijos incluyen US\$25 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$21 millones en el nuevo puerto; y US\$6,2 millones en mantenciones mayores de equipos de transmisión y generación.

Nuestras inversiones en activos fijos para el primer trimestre de los años 2015 y 2016 ascendieron a US\$81 millones y US\$61 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos

Información a Marzo de cada año (en millones de US\$)

CAPEX	<u>2015</u>	<u>2016</u>
CTA	-	0,3
CTA (Nuevo Puerto).....	0,1	20,8
CTH	0,1	-
Central Tamaya.....	0,3	-
IEM.....	25,6	25,2
TEN	19,8	-
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	16,1	1,6
Mejoras Medioambientales	4,9	0,5
Planta Solar.....	9,6	2,6
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	-	4,6
Otros.....	4,6	5,2
Total inversión en activos fijos	<u>81,0</u>	<u>60,5</u>

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El principal flujo relacionado con actividades de financiamiento durante el primer trimestre de 2016, fue el pago de dividendos provisorios por un total de US\$7,9 millones con cargo a las utilidades del año 2015.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2016.

Obligaciones Contractuales al 31/3/16
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
Costo financiero diferido.....	(24,0)	(1,4)	-	-	(22,6)
Intereses devengados.....	7,4	7,4	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	6,9	2,9	-	-	4,0
Total	740,3	8,9	-	-	731,4

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\$48 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al 31 de marzo de 2016, 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 hasta 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 31 de marzo de 2016, 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.

En Junta Ordinaria de Accionistas de E.CL S.A., celebrada el martes 26 de abril de 2016, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, que se pagará el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado que se publique en el Diario Oficial el 20 de mayo. Tendrán derecho al dividendo los accionistas inscritos en el registro respectivo a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha del reparto.

El Directorio de Compañía, en adelante llamada Engie Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,0603810972 por acción, que se pagará el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en moneda nacional, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. Dicho dividendo fue acordado en

consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja de Engie Energía Chile S.A. y la utilidad neta del primer trimestre de 2016.

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
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Final (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	63,6	0,06038

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 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%. 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 IEM y Puerto, 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. 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 31 de marzo de 2016, 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.

Al 31 de Marzo de 2016
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

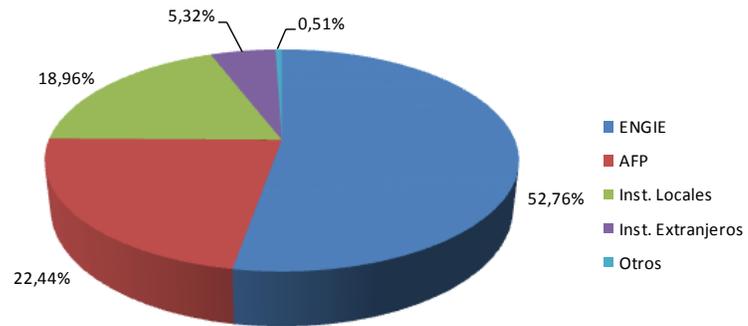
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Total		-	-	-	-	750,0	750,0

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 del SING que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE MARZO DE 2016

N° de accionistas: 1.919



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)					2016
	<u>2015</u>					
	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>3T15</u>	<u>4T15</u>	<u>12M15</u>	
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.726	1.749	1.786	1.839	7.100	1.737
Ventas de energía a clientes regulados	463	466	478	477	1.884	483
Ventas de energía al mercado spot	149	42	109	97	397	109
Total ventas de energía.....	<u>2.337</u>	<u>2.258</u>	<u>2.373</u>	<u>2.414</u>	<u>9.381</u>	<u>2.328</u>
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.826	1.825	1.791	1.927	7.369	1.893
Gas.....	404	407	386	373	1.571	499
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	23	31	6	9	69	7
Hidro/ Solar.....	13	11	12	14	51	12
Total generación bruta.....	<u>2.267</u>	<u>2.274</u>	<u>2.195</u>	<u>2.324</u>	<u>9.060</u>	<u>2.411</u>
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(168)</i>	<i>(181)</i>	<i>(163)</i>	<i>(190)</i>	<i>(701)</i>	<i>(187)</i>
Total generación neta.....	<u>2.099</u>	<u>2.093</u>	<u>2.032</u>	<u>2.134</u>	<u>8.359</u>	<u>2.224</u>
Compras de energía en el mercado spot	291	216	387	329	1.222	178
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	<u>2.390</u>	<u>2.309</u>	<u>2.419</u>	<u>2.463</u>	<u>9.581</u>	<u>2.401</u>

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T15	4T15	1T16
Ingresos de la operación			
Ventas a clientes regulados.....	55,4	47,4	47,7
Ventas a clientes no regulados.....	181,9	166,5	156,7
Ventas al mercado spot y ajustes.....	6,2	6,3	8,2
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	243,4	220,1	212,6
Ventas de gas.....	18,5	32,7	0,1
Otros ingresos operacionales.....	25,8	20,7	18,2
Total ingresos operacionales.....	287,6	273,5	230,9
Costos de la operación			
Combustibles.....	(96,5)	(99,9)	(85,9)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(30,2)	(28,2)	(21,0)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(31,4)	(34,0)	(33,8)
Otros costos directos de la operación	(69,5)	(67,8)	(45,8)
Total costos directos de ventas.....	(227,6)	(230,0)	(186,5)
Gastos de administración y ventas.....	(11,4)	(16,6)	(6,8)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	(0,9)	(0,6)
Otros ingresos de la operación.....	0,1	3,1	(0,7)
Total costos de la operación.....	(239,5)	(244,3)	(194,6)
Ganancia operacional.....	48,1	29,2	36,3
EBITDA.....	80,1	64,2	70,7
Ingresos financieros.....	0,3	1,0	0,6
Gastos financieros.....	(10,9)	(9,6)	(7,8)
Diferencia de cambio.....	1,9	1,9	0,8
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-	-	53,9
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,013	0,4	179,3
Total resultado no operacional	(8,7)	(6,2)	226,8
Ganancia antes de impuesto.....	39,5	23,0	263,1
Impuesto a las ganancias.....	(9,8)	0,5	(49,8)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	29,7	23,6	213,3
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	27,3	21,8	212,0
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	2,5	1,8	1,3
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	27,3	21,8	212,0
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,026	0,021	0,201

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2015	2016
	<u>31-Dec-15</u>	<u>31-Mar-16</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	147,0	401,3
Otros activos financieros corrientes	1,5	1,6
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	125,9	214,4
Impuestos por recuperar	39,1	37,9
Inventarios corrientes	173,5	165,3
Otros activos no financieros corrientes	24,2	19,8
Activos para la venta	247,9	-
Total activos corrientes	758,9	840,3
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.972,7	1.978,4
Otros activos no corrientes	379,0	454,0
TOTAL ACTIVO	3.110,6	3.272,7
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	19,0	8,9
Otros pasivos corrientes	219,2	277,2
Pasivos incluidos en activos para venta	35,3	-
Total pasivos corrientes	273,5	286,1
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	741,1	731,4
Otros pasivos de largo plazo	270,6	262,5
Total pasivos no corrientes	1.011,7	993,8
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.729,0	1.897,1
Participaciones no controladoras	96,3	95,7
Patrimonio	1.825,4	1.992,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.110,6	3.272,7

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

ANEXO 2
INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-15	Mar-16	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,77	2,94	6%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,14	2,36	10%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	485,4	554,2	14%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,70	0,64	-9%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	8,41	8,90	6%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,43	2,44	0%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,96	1,12	-43%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,4%	14,7%	170%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	8,5%	181%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 3M16

E.CL realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo de 2016, el día jueves 28 de abril de 2016 a las 12: 00 pm (hora local de Chile) - 11:00 am (EST)

Dirigida por:

Carlos Freitas, CFO E.CL S.A.

Para participar, marcar: **+1(412) 317-6776**, internacional ó **12300205802** (toll free Chile) o **+1(877) 317-6776** (toll free US).

Passcode I.D.: 10084687, conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar +1 (877) 344-7529 / (412) 317-0088 **Passcode I.D: 10084687**. La repetición estará disponible hasta el día 4 de mayo de 2016.