

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$285 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$255 MILLONES EN EL AÑO 2016.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$66,4 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE DEL AÑO, CON UNA MEJORA INTERANUAL DE 3,1 PUNTOS PORCENTUALES EN EL MARGEN EBITDA. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DEL CUARTO TRIMESTRE REGISTRÓ UNA PÉRDIDA DE US\$5,7 MILLONES, ASOCIADA A PARTIDAS NO RECURRENTES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$967,4 millones en 2016, disminuyendo un 15% en comparación con el año anterior, manteniendo la tendencia mostrada a lo largo del año. El retroceso 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 marcada disminución del negocio de venta de gas natural.
- **El EBITDA** para el año 2016 llegó a los US\$284,8 millones, con un margen EBITDA de 29,4%, superior en 2,1 puntos porcentuales al año anterior. Aunque el EBITDA retrocedió 9%, producto principalmente de menores ventas de gas y mayores costos de reducción de emisiones, se destaca el esfuerzo de control de costos de la compañía, con una reducción de US\$11,7 millones en gastos de administración y ventas con respecto al año anterior.
- **La utilidad neta** para el año 2016 alcanzó US\$254,8 millones, un aumento considerable con respecto a 2015, debido principalmente a la venta del 50% de las acciones de Transmisora Eléctrica del Norte “TEN”.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	4T15	4T16	Var %	12M15	12M16	Var %
Total ingresos operacionales	273,5	249,6	-9%	1.142,7	967,4	-15%
Ganancia operacional	29,2	30,5	4%	174,8	145,2	-17%
EBITDA	64,2	66,4	3%	312,9	284,8	-9%
Margen EBITDA	23,5%	26,6%	+3,1 pp	27,4%	29,4%	+2,1 pp
Total resultado no operacional	(6,2)	(23,2)		(40,7)	192,8	
Ganancia después de impuestos	23,6	(3,8)		100,5	258,6	157%
Ganancia atribuible a los controladores	21,8	(5,7)		94,2	254,8	171%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,8	1,9	8%	6,4	3,7	-41%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,021	(0,005)		0,089	0,242	171%
Ventas de energía (GWh)	2.414	2.255	-7%	9.380	9.166	-2%
Generación neta de energía (GWh)	2.134	1.694	-21%	8.359	7.796	-7%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	328	637	94%	1.222	1.697	39%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en el norte de Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 31 de diciembre de 2016, mantenía un 38% de la capacidad de generación instalada del SING. La firma 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, las acciones de EECL pertenecen en un 52,76% a ENGIE (anteriormente conocida como GDF SUEZ). El 47,24% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.engie-energia.cl

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
CUARTO TRIMESTRE DE 2016	3
TERCER TRIMESTRE DE 2016	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016	4
PRIMER TRIMESTRE DE 2016.....	4
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	5
ANTECEDENTES GENERALES	7
Costos Marginales	7
Sobrecostos	8
Precios de Combustibles	9
Generación	9
Cuarto trimestre de 2016 comparado con el tercer trimestre de 2016 y cuarto trimestre de 2015	12
Ingresos operacionales	12
Costos operacionales.....	13
Margen Eléctrico.....	15
Resultado operacional.....	15
Resultados financieros	16
Ganancia neta.....	16
Año 2016 comparado con año 2015	17
Ingresos operacionales	17
Costos operacionales.....	18
Resultado operacional.....	20
Resultados financieros	21
Ganancia neta.....	21
Liquidez y recursos de capital	22
Flujos de caja provenientes de la operación.....	22
Flujos de caja usados en actividades de inversión	22
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	23
Obligaciones contractuales.....	23
Política de dividendos	24
Política de cobertura de riesgos	25
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	25
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	25
Riesgo de tasa de interés	26
Riesgo de crédito.....	26
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de DICIEMBRE de 2016.....	27
ANEXO 1	28
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	28
Ventas Físicas	28
Estados de Resultados Trimestrales	29
Balance 30	
ANEXO 2	31
INDICADORES FINANCIEROS.....	31
CONFERENCIATELEFONICA 12M16	31

HECHOS DESTACADOS

CUARTO TRIMESTRE DE 2016

- **Nuevo coordinador:** El 1 de enero de 2017 entró en operación el Coordinador Eléctrico Nacional, entidad que administrará el Sistema Eléctrico Nacional y cuya conformación es el resultado de la integración de los dos centros de despacho económicos de carga (“CDEC-SIC” y “CDEC-SING”) que funcionan desde la década del noventa, y que dieron paso a la nueva institucionalidad.
- **Cierre Project Finance TEN:** Con fecha 6 de diciembre, tras varios meses de intensas negociaciones, TEN suscribió un crédito a más de quince años con múltiples tramos, tanto en dólares como en moneda local, con diez instituciones financieras nacionales y extranjeras para financiar el desarrollo y la construcción del proyecto de transmisión Mejillones-Cardones de 500 KV, que conectará los sistemas eléctricos del Norte Grande (SING) y Central (SIC). Los montos comprometidos bajo los tramos *senior* en dólares y pesos alcanzaron un total equivalente a US\$745 millones a los tipos de cambio del día de la firma del crédito. Además, el contrato de crédito incluye un tramo de financiamiento de IVA durante la construcción, el que asciende al equivalente a US\$110 millones. El día 16 de diciembre tuvo lugar el primer desembolso bajo el financiamiento, por un total de aproximadamente US\$457 millones, de los cuales US\$171 millones se destinaron al repago de créditos otorgados por Engie Energía Chile para financiar la construcción del proyecto. Este financiamiento se encuentra garantizado con hipotecas y prendas sin desplazamiento sobre la mayor parte de los activos y contratos relevantes del proyecto, así como con prendas sobre todas las acciones de TEN. Cabe destacar que este contrato fue reconocido a nivel internacional por la revista Project Finance Internacional (PFI) como el mejor financiamiento del año a proyectos del rubro energía en América Latina "*Latam Power Deal of the Year*".
- **Falla Unidad 16:** Durante el mes de noviembre, en el proceso de inspección realizado en un mantenimiento programado, se detectó una falla en piezas de la turbina a gas de la unidad 16 de la Central Tocopilla. El impacto en los resultados del ejercicio 2016, después de impuestos, antes de cualquier indemnización de seguros, es del orden de US\$9,5 millones. La referida unidad estuvo fuera de servicio hasta el día 16 de enero de 2017.
- **Ratificación de la clasificación de riesgo nacional (Feller Rate):** La agencia de clasificación de riesgo, Feller Rate, confirmó en diciembre la clasificación de solvencia de la compañía en 'A+' y ratificó la clasificación de sus acciones en 'Primera Clase Nivel 2'.

TERCER TRIMESTRE DE 2016

- **Llamado a JEA:** Por acuerdo del Directorio de Engie Energía Chile (EECL), se citó a Junta Extraordinaria de Accionistas, para el día 28 de octubre de 2016, con objeto de pronunciarse -en el contexto del financiamiento del proyecto TEN- acerca de la constitución de prendas sobre las acciones de TEN que mantiene EECL.
- **Ministro Energía visita obras de TEN:** Una visita para inspeccionar en terreno los avances del proyecto de interconexión de los sistemas Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC), que lleva adelante Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), realizó el 20 de septiembre el Ministro de Energía, Máximo Pacheco junto a autoridades regionales, ejecutivos de TEN, Red Eléctrica Internacional y Engie Energía Chile, destacando que la obra contaba a la fecha con un 60% de avance global.
- **Ingreso al SEA del proyecto Las Arcillas:** Engie Energía Chile ingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Biobío el proyecto “Central a Gas Natural Las Arcillas”, en la comuna de Pemuco, sector de Chequenes. El proyecto que se somete a evaluación ambiental considera la central de generación de energía, un gasoducto y una línea de transmisión.

- **Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01:** El miércoles 17 de agosto se realizó el acto público de adjudicación de la Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01, que ofreció 12.430 GWh/año de energía y que abastecerá las necesidades de electricidad de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados SIC y SING por 20 años a partir del año 2021. El 27 de julio, 84 empresas presentaron sus ofertas económicas y administrativas en esta subasta que consideró 5 Bloques de Suministro, equivalente a aproximadamente un tercio del consumo actual de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados SIC y SING. El precio medio de adjudicación de la energía fue de 47,6 US\$/MWh.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

- **Ratificación de la clasificación de riesgo internacional (Standard & Poor's y Fitch Ratings):** Las agencias de clasificación de riesgo, Standard & Poor's y Fitch Ratings, confirmaron a mediados de julio la clasificación 'BBB' internacional con perspectiva estable para Engie Energía Chile. Simultáneamente, Fitch Ratings también confirmó la clasificación en escala nacional de la compañía en 'A+(cl)' y le asignó clasificación nacional de acciones en 'Primera Clase Nivel 2'.
- **Gobierno promulga nueva Ley de Transmisión Eléctrica:** El lunes 11 de julio se llevó a cabo el acto oficial de Gobierno en el que se promulgó la nueva Ley de Transmisión Eléctrica. El objetivo central del proyecto aprobado y promulgado es lograr que la transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo, que facilite el transporte de energía de fuentes limpias a los centros de consumo, y que contribuya a disminuir los precios de la energía para los hogares y las empresas, posibilitando más competencia y la incorporación de nuevos actores. Los principales contenidos de la nueva Ley de Transmisión Eléctrica son: i) nueva definición funcional de los sistemas de transmisión; ii) planificación energética y de la expansión de la transmisión; iii) remuneración del sistema de transmisión; iv) definición de trazados; v) acceso abierto; vi) seguridad del sistema eléctrico y; vii) creación de un coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- **Renovación de contrato de suministro con Minera El Abra:** El viernes 1 de julio, a través de un Hecho Esencial, Engie Energía Chile informó que se firmaron dos contratos de suministro de electricidad con la minera por un total de 110 MW y por un plazo de 11 años a partir de enero de 2018. Con esto, la Compañía continuará abasteciendo de energía a uno de los principales yacimientos de cobre del país, ubicado en la Región de Antofagasta, y que hoy pertenece en un 51% al grupo estadounidense Freeport-McMoRan y en el 49% restante a Codelco.
- **Adopción de nueva razón social:** Engie Energía Chile S.A. (antes denominada E.CL S.A), comunicó que a partir del día 15 de junio de 2016, se hizo efectivo el cambio de razón social de la compañía, acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2016.
- **Pago de dividendos:** El día 26 de Mayo, EECL pagó el dividendo definitivo acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas y el dividendo provisorio aprobado por el directorio de la Sociedad el día 26 de abril pasado, alcanzando ambos la suma total de US\$70.350.604.

PRIMER TRIMESTRE DE 2016

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de Engie Energía Chile 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, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 20 de mayo.
 - 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; y 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, pagadero 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 y la utilidad neta del primer trimestre de 2016 en Engie Energía Chile S.A.
 - **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, EECL recibió el precio de US\$218 millones por las acciones más el importe correspondiente al 50% de los avances otorgados por EECL a TEN para financiar el avance del proyecto desde el inicio de su construcción. Con esto, EECL 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 EECL.

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 31 de diciembre de 2016 se tiene que:

- i. **Infraestructura Energética Mejillones:** Este proyecto de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra avanzando de acuerdo a cronograma y presupuesto. El contratista principal bajo modalidad llave en mano es S.K. Engineering and Construction (Corea) (“SKEC”). Los principales sub-contratistas de SKEC son Salfa para obras civiles, Belfi para obras marítimas y SEIL (Corea) para el montaje de la caldera. Se encuentran en progreso la construcción de la estructura para sostener la caldera y del edificio para la turbina de vapor. Asimismo, las obras civiles de la sala de control, así como las excavaciones para las estructuras de toma y descarga de agua y otros sistemas auxiliares, continúan avanzando. Se alzó y ubicó en su posición el domo de la caldera y cuatro silos de carbón se encuentran instalados. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018, con una inversión estimada de US\$896 millones (sin el puerto), de los cuales al 31 de diciembre de 2016 se había desembolsado un total de US\$331,5 millones sin contar los intereses activados en el proyecto. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 57%.
- ii. **Nuevo puerto:** Su construcción está a cargo de Belfi, y tiene como fecha de entrega septiembre de 2017, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$79 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 58%.
- iii. **TEN:** Este proyecto dejó de consolidarse en los estados financieros de EECL debido a la venta del 50% de su propiedad, quedando bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación de España. El proyecto también se encuentra avanzando de acuerdo a presupuesto y avanza según cronograma en su camino crítico, presentando a la fecha un progreso de 75%. Las fundaciones, las obras civiles y el montaje de las subestaciones, presentan distintos grados de avance, con los reactores y primeros transformadores ya recibidos en terreno y en curso de montaje. Asimismo, las torres se encuentran en distintas etapas de construcción (obras civiles, pruebas, despacho de materiales y montaje) con casi 1.000 torres ya montadas. La totalidad de los derechos de paso se encuentran acordados y se han obtenido más del 90% de las concesiones

eléctricas. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$827 millones, de los cuales a la fecha ya se han pagado US\$464 millones y se espera que entre en operaciones en septiembre de 2017. Para financiar el proyecto, la compañía cerró exitosamente un financiamiento bancario de largo plazo del tipo “Project Finance” con diez instituciones financieras nacionales e internacionales.

Cabe recordar que en diciembre de 2015, el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó el EIA del Proyecto Nueva Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA, al cual el proyecto TEN deberá conectarse en su extremo sur. Interchile ha comunicado posibles retrasos en la construcción del segmento sur de su proyecto. En su extremo norte, TEN se conectará al proyecto IEM y, para comenzar a recibir ingresos troncales, TEN deberá conectarse al SING a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que unirá las subestaciones Changos y Kapatur. Tanto esta línea como la línea Changos-Nueva Crucero-Encuentro de 140 kilómetros, fueron adjudicadas a Transelec. Esta última firmó un contrato llave en mano con EECL para la construcción de la línea Changos-Kapatur.

ANTECEDENTES GENERALES

Engie Energía Chile (en adelante EECL) 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				Costo Promedio de Operación (SING)			
(En US\$/MWh)				(En US\$/MWh)			
Periodo	2015	2016	% Variación	Periodo	2015	2016	% Variación
			Año c/A				Año c/A
1T	49,3	48,8	-1%	1T	47,6	34,3	-28%
2T	58,4	70,3	20%	2T	49,1	37,0	-25%
3T	55,9	65,2	17%	3T	46,1	35,9	-22%
Octubre	71,8	47,5	-34%	Octubre	43,2	35,3	-18%
Noviembre	73,9	60,3	-18%	Noviembre	40,2	37,7	-6%
Diciembre	50,2	80,6	61%	Diciembre	36,2	37,0	2%
4T	65,2	62,8	-4%	4T	39,9	36,6	-8%
Año	57,2	61,8	8%	Año	45,7	36,0	-21%

Fuente: CDEC-SING.

En el primer trimestre de 2016, los costos marginales mostraron un nivel muy similar a igual periodo del año anterior, promediando US\$48,8/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.

En el segundo trimestre de 2016, el costo marginal se elevó un 20% en comparación con igual trimestre del año anterior, superando los US\$100/MWh en la mayor parte de la última quincena de junio. Respecto a los costos promedios de operación del sistema, éstos se mantuvieron en niveles inferiores a US\$40/MWh, reflejando que gran parte de la energía del sistema fue producida por energía eficiente (~90% de la energía del 2T fue producida por ERNC+ Gas + Carbón). La razón de esta aparente dicotomía es que, si bien la mayor parte de la generación se obtuvo a partir de fuentes económicamente eficientes, en ambos períodos hubo generación más cara. Producto del cambio de regulación explicado en los párrafos siguientes, esta generación más cara sí determinó el costo marginal en 2016, mientras que en 2015 no afectó el costo marginal, remunerándose a través del mecanismo de sobrecostos.

En el tercer trimestre de 2016, se mantuvo el alza de dos dígitos en los costos marginales respecto a igual periodo de 2015, aunque mostrando volatilidad dentro del trimestre. El mes de julio concentró dos tercios de la generación del trimestre a diésel, aumentando consecuentemente el costo marginal. En el resto del tercer trimestre hubo un aumento de nivel en generación de carbón (+10,1%), desplazando generación a gas y diésel y reduciendo consecuentemente los costos promedios de operación.

En el cuarto trimestre de 2016, el costo marginal estuvo prácticamente en el mismo nivel, tanto del año anterior como del tercer trimestre. En octubre se registró un bajo costo marginal, asociado a un mix eficiente de producción (sólo 1% de diésel y fuel oil) y a una caída en la demanda debida a un incidente en una faena minera. Sin embargo, diciembre mostró un elevado costo marginal producto de una menor disponibilidad de gas natural, elevando la generación en base a diésel y fuel oil a 5%, lo que coincidió con la mayor demanda minera que habitualmente se registra el último mes del año.

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\$)

<u>Periodo</u>	<u>2015</u>		<u>2016</u>		<u>% Variación Año c/A</u>	
	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>
1T	35,8	16,0	9,4	4,8	-74%	-70%
2T	52,3	27,6	13,6	4,5	-74%	-84%
3T	44,5	24,0	8,9	3,9	-80%	-84%
Octubre	10,5	5,5	2,9	1,4	-72%	-75%
Noviembre	10,2	5,3	2,9	1,5	-71%	-72%
Diciembre	6,9	3,6	0,8	0,4	-88%	-89%
4T	27,6	14,4	6,7	3,3	-76%	-77%
Año	160,2	82,0	38,6	16,5	-76%	-80%

En el primer trimestre de 2016 los sobrecostos del sistema disminuyeron 74% interanualmente, totalizando US\$9,4 millones. La caída se debió principalmente a los nuevos factores operacionales de la central Atacama y en menor medida, al menor precio del diésel.

En el segundo trimestre de 2016 los sobrecostos mantuvieron la tendencia bajista, en tanto que la prorrata de EECL se mantuvo bajo los US\$5 millones, disminuyendo su participación en el total.

Para el tercer trimestre de 2016, la tendencia bajista fue algo más pronunciada, retrocediendo un 80% a nivel interanual.

En el cuarto trimestre de 2016, los sobrecostos continuaron descendiendo, manteniéndose sólo en un dígito para el trimestre. Para el año 2016, la prorrata de EECL representó un 43% del total del sistema, alcanzando un total de US\$16,5 millones, una cifra muy por debajo de los US\$82 millones del año anterior.

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%	2,90	1,99	-31%	60,5	39,3	-35%
2T	57,8	45,5	-21%	62,1	46,0	-26%	2,75	2,15	-22%	57,8	48,3	-16%
3T	46,5	44,9	-3%	50,2	45,8	-9%	2,76	2,88	4%	54,1	58,8	9%
4T	42,0	49,2	17%	43,3	50,1	16%	2,12	3,04	44%	46,8	67,9	45%
Año	48,7	43,3	-11%	52,3	44,1	-16%	2,62	2,52	-4%	54,8	53,6	-2%

Fuente: Bloomberg, AIE

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

Para el segundo trimestre de 2016, los precios internacionales de los combustibles continuaron mostrando retrocesos de dos dígitos a nivel interanual. Sin embargo, tuvieron un significativo rebote respecto al trimestre anterior, superando el 30% en el caso del petróleo.

En el tercer trimestre de 2016, el petróleo se mantuvo en niveles similares a los del trimestre inmediatamente anterior, sin embargo el Henry Hub y el carbón mostraron un fuerte aumento de 34% y 22%, respectivamente, superando los últimos días de septiembre el nivel de 3 US\$/MMBtu para el HH y de US\$60/Ton en el caso del carbón.

En el cuarto trimestre de 2016, los combustibles mostraron un alza de dos dígitos a nivel interanual, destacando el gas y el carbón. Respecto al trimestre anterior cabe notar el alza del precio del petróleo y por sobre todo del carbón, el cual llegó a un valor de US\$78/Ton en la segunda semana de noviembre. En cuanto al promedio anual, el gas y carbón retrocedieron un dígito, en tanto el petróleo mostró una caída de dos dígitos.

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)

Tipo de Combustible	2015									
	1T 2015		2T 2015		3T 2015		4T 2015		12M 2015	
	GWh	% of total	GWh	% of total						
Carbón	3.549	78%	3.431	73%	3.458	73%	3.738	76%	14.176	75%
GNL	483	11%	605	13%	710	15%	746	15%	2.544	14%
Diesel / Petróleo pesado	305	7%	454	10%	322	7%	177	4%	1.257	7%
Renovable	188	4%	179	4%	216	5%	244	5%	828	4%
Total generación bruta SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%	18.805	100%

Tipo de Combustible	2016									
	1T 2016		2T 2016		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
	GWh	% of total	GWh	% of total						
Carbón	3.802	78%	3.737	76%	3.807	78%	3.933	81%	15.278	78%
GNL	502	10%	402	8%	524	11%	336	7%	1.763	9%
Diesel / Petróleo pesado	305	6%	468	10%	197	4%	143	3%	1.113	6%
Renovable	278	6%	281	6%	337	7%	416	9%	1.312	7%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.466	100%

Fuente: CDEC-SING

En el primer trimestre de 2016, la generación bruta del sistema 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). Cabe notar que la potencia máxima del primer trimestre fue de 2.558 MW, un 8,5% superior a la de igual periodo de 2015. El mix de generación entre carbón y gas fue relativamente estable, con un aumento en la contribución de la energía renovable.

En el segundo trimestre de 2016, la generación creció 4,7% con respecto al segundo trimestre de 2015. La potencia máxima llegó a 2.554 MW, que si bien no superó a la del trimestre inmediatamente anterior, mostró un crecimiento de 7,1% a nivel interanual. Respecto al mix de generación, la participación de GNL perdió 5 puntos porcentuales, y fue suplida por carbón y en menor medida por ERNC.

En el tercer trimestre de 2016, la generación bruta creció un 3,4% respecto a igual trimestre de 2015. En tanto, la potencia máxima fue de 2.462 MW, prácticamente el mismo nivel que en el 3T de 2015, pero inferior al del trimestre inmediatamente anterior. En cuanto al mix de generación, el carbón siguió ganando participación, como también la ERNC.

En el cuarto trimestre de 2016, la generación bruta cayó 1,6% con respecto al 4T de 2015. En cuanto a la potencia máxima, esta alcanzó 2.483 MW, con mínima ventaja respecto al cuarto trimestre de 2015. El mix de generación mostró un declive en su componente de gas, a favor de carbón y renovables.

Con todo, en el año 2016, la generación bruta mostró un crecimiento de 3,5% en comparación con 2015.

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

Generación por Empresa (en GWh)

		2015									
		1T 2015		2T 2015		3T 2015		4T 2015		12M 2015	
		GWh	% del total	GWh	% del total						
Empresa											
AES Gener		1.536	34%	1.532	33%	1.674	36%	1.864	38%	6.606	35%
Celta		267	6%	263	6%	244	5%	192	4%	966	5%
GasAtacama		276	6%	423	9%	384	8%	289	6%	1.372	7%
EECL (con CTH al 100%)		2.267	50%	2.274	49%	2.195	47%	2.324	47%	9.060	48%
Otros		179	4%	177	4%	209	4%	236	5%	802	4%
Total generación bruta SING		4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%	18.805	100%

		2016									
		1T 2016		2T 2016		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
		GWh	% del total	GWh	% del total						
Empresa											
AES Gener		1.661	34%	1.968	40%	2.158	44%	2.203	46%	7.990	41%
Celta		257	5%	31	1%	5	0%	22	0%	316	2%
GasAtacama		294	6%	458	9%	156	3%	150	3%	1.057	5%
EECL (con CTH al 100%)		2.411	49%	2.114	43%	2.082	43%	1.854	38%	8.460	43%
Otros		265	5%	316	6%	463	10%	599	12%	1.643	8%
Total generación bruta SING		4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.466	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2016 EECL aumentó su generación 6,4% en comparación con igual periodo del año anterior, totalizando el 49% de la generación del SING. Para la Compañía, el mayor incremento se dio en la generación con gas, seguida del carbón. En lo concerniente a mantenimientos 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.

En el segundo trimestre de 2016, EECL disminuyó su generación en un 7% en comparación con igual periodo del año anterior, influido por el mantenimiento de las unidades CTM1 (carbón, 166 MW), CTM3 (gas, 251 MW), TG3 (Diesel, 38 MW) y CTH (carbón, 170 MW). La unidad CTM3 estuvo prácticamente todo el segundo trimestre fuera de operación, mientras que CTH estuvo todo el mes de junio en mantenimiento. CTM1 estuvo 10 días en mantenimiento, mientras que TG3 estuvo prácticamente todo mayo y junio fuera del sistema.

En el tercer trimestre de 2016, EECL disminuyó su nivel de generación en 5,2% respecto a igual trimestre de 2015, junto con retroceder su participación en el mercado de generación en 3,8 puntos porcentuales. La menor generación de la compañía respecto a igual trimestre de 2015 fue en la tecnología de carbón, con 131 GWh de diferencia, dada una menor generación del complejo de Tocopilla (principalmente la U15), levemente contrarrestado por una mayor generación del complejo de Mejillones. Respecto a mantenciones mayores durante el tercer trimestre, la U14 (carbón, 136MW) estuvo 14 días en mantención, mientras que la U15 (carbón, 132 MW) estuvo 36 días en mantención. Además, CTH y CTM3 entraron en operación el 8 y 18 de julio, respectivamente, luego de finalizar sus mantenciones. La menor participación de EECL en la operación del SING se debió también al aumento en la participación de AES Gener producto de la entrada en operación comercial (9 de julio) de la primera unidad de la planta Cochrane.

En el cuarto trimestre de 2016, EECL continuó disminuyendo su generación, tanto en términos absolutos como respecto al total del sistema, en parte debido a la entrada en operación de nuevas centrales económicamente eficientes. En la comparación con igual trimestre del año anterior, destaca la reducción de generación en un 20%, o 470 GWh, 60% de la cual se debió a una menor producción en base a carbón y el resto a gas. Respecto a mantenciones mayores durante este cuarto trimestre, sólo se realizó mantención a la Unidad 16, que quedó indisponible a partir del 4 de noviembre y cuya mantención se prolongó hasta el 16 de enero de 2017 debido al hallazgo de una falla en ciertas piezas de la turbina de gas.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados para los periodos de 12 meses finalizados al 31 de diciembre 2016 y 31 de diciembre 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

Cuarto trimestre de 2016 comparado con el tercer trimestre de 2016 y cuarto trimestre de 2015

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>4T 2015</u>		<u>3T 2016</u>		<u>4T 2016</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A.</u>
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	166,5	76%	162,9	75%	167,9	74%	3%	1%
Ventas a clientes regulados.....	47,4	22%	41,5	19%	43,3	19%	4%	-9%
Ventas al mercado spot.....	6,3	3%	12,8	6%	14,4	6%	12%	130%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	220,1	80%	217,3	88%	225,7	90%	4%	3%
Ventas de gas.....	32,7	12%	3,7	1%	4,2	2%	14%	-87%
Otros ingresos operacionales.....	20,7	8%	25,8	10%	19,7	8%	-24%	-5%
Total ingresos operacionales.....	273,5	100%	246,8	100%	249,6	100%	1%	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.839	76%	1.685	75%	1.682	75%	0%	-9%
Ventas de energía a clientes regulados.....	477	20%	471	21%	471	21%	0%	-1%
Ventas de energía al mercado spot.....	97	4%	91	4%	102	5%	12%	5%
Total ventas de energía.....	2.414	100%	2.247	100%	2.255	100%	0%	-7%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	89,2		98,9		102,2		3%	15%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	99,3		88,3		92,0		4%	-7%

(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 el cuarto trimestre de 2016, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$225,7 millones, aumentando un 4% con respecto al trimestre previo, principalmente debido a las mayores tarifas en el segmento de clientes libres por el alza en los precios de combustibles.

En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – éstas mantuvieron la distribución respecto al trimestre previo. Cabe recordar que la tarifa regulada que comenzó a aplicarse en mayo de 2016, permaneció en vigencia hasta fin de año. En cuanto al nivel físico, se observan volúmenes similares, con un ligero aumento de las ventas al mercado spot.

Respecto a las variaciones de consumo de nuestros clientes libres, este cuarto trimestre de 2016 tuvo un ligero retroceso comparado al trimestre anterior por el término de contrato de Cerro Colorado y por la menor demanda de Molycop, parcialmente contrarrestado por la mayor demanda de Xtrata Copper.

El aumento de US\$5,6 millones en los ingresos por ventas de energía y potencia con respecto al último trimestre de 2015 se debió a mayores precios en el segmento de clientes libres que compensaron, tanto la baja en los

volúmenes de venta, como el menor precio en clientes regulados. La baja de 159 GWh en las ventas físicas se explica por menores ventas a clientes libres.

En términos interanuales, los clientes libres retrocedieron su demanda en dos dígitos. En efecto, nuestra venta a clientes libres cayó en 157 GWh, producto del término de contrato con Cerro Colorado, SQM y Michilla y de la disminución de demanda de El Abra, Chuqui-Gaby y Haldeman. Lo anterior fue parcialmente compensado por la mayor demanda de Antucoya, Esperanza y El Tesoro, entre otros.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este cuarto trimestre a los US\$43,1 millones, con una baja de 9% 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 niveles de US\$3,33/MMBtu y US\$2,80/MMBtu utilizados en el 4T de 2015 a niveles de US\$2,05/MMBtu usados en el cuarto trimestre de 2016. Cabe notar que, dada la evolución alcista en el indexador Henry Hub, en noviembre se gatilló un aumento de más de un 10% en la tarifa de energía, con un índice Henry Hub aplicable a la tarifa de US\$2,52/MMBtu, que regirá entre diciembre 2016 y marzo de 2017. En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el alza de 3,8% en las ventas de este segmento fue principalmente por una mayor tarifa promedio realizada explicada por el aumento de tarifa aplicable en diciembre y un efecto favorable de tipo de cambio.

En el cuarto trimestre, las ventas físicas al mercado spot de nuestra filial CTA alcanzaron el 97% de nuestras ventas a este segmento (102 GWh), aumentando ligeramente respecto al trimestre anterior (91 GWh) y con respecto igual trimestre del año anterior (97 GWh). Nuestra filial CTH tuvo una mínima participación en ventas al mercado spot durante el cuarto trimestre de este año (3 GWh), lo que se compara favorablemente con la nula venta en 4T de 2015. 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.

Durante este cuarto trimestre, al igual que en el trimestre inmediatamente anterior, no ha sido relevante el ítem de ventas de gas, lo que se compara desfavorablemente con 4T2015. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes, que en este trimestre representaron un 62% del total. Además incluye partidas de servicios varios (portuarios, mantención, etc).

Costos operacionales

	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	4T 2015		3T 2016		4T 2016		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(99,9)	41%	(75,4)	37%	(79,6)	36%	6%	-20%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(28,2)	12%	(32,4)	16%	(38,4)	18%	19%	36%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(34,0)	14%	(33,6)	16%	(34,3)	16%	2%	1%
Otros costos directos de la operación	(67,8)	28%	(55,3)	27%	(57,4)	26%	4%	-15%
Total costos directos de ventas.....	(230,0)	94%	(196,8)	96%	(209,8)	96%	7%	-9%
Gastos de administración y ventas.....	(16,6)	7%	(8,4)	4%	(10,5)	5%	24%	-37%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,2)	1%	(1,6)	1%	32%	81%
Otros ingresos/costos de la operación...	3,1	-1%	1,2	-1%	2,7	-1%		
Total costos de la operación.....	(244,3)	100%	(205,2)	100%	(219,1)	100%	7%	-10%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.927	83%	1.660	80%	1.651	89%	-1%	-14%
Gas.....	373	16%	401	19%	183	10%	-54%	-51%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	9	0%	7	0%	4	0%	-41%	-50%
Hidro/Solar.....	14	1%	14	1%	16	1%	18%	14%
Total generación bruta.....	2.324	100%	2.082	100%	1.854	100%	-11%	-20%
Menos Consumos propios.....	(190)	-8%	(152)	-7%	(160)	-9%	6%	-15%
Total generación neta.....	2.134	87%	1.930	82%	1.694	73%	-12%	-21%
Compras de energía en el mercado spot.....	328	13%	414	18%	637	27%	54%	94%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.462	100%	2.344	100%	2.331	100%	-1%	-5%

La generación bruta de electricidad disminuyó en dos dígitos, tanto en forma interanual, como en la comparación respecto al trimestre anterior. Respecto al trimestre anterior, hubo una menor disponibilidad de las centrales a gas y un menor volumen de gas disponible, reflejándose en una disminución en la generación con este combustible. El retroceso de 20% en la generación bruta total se atribuye también a la entrada en operación al sistema de nuevos complejos económicamente eficientes, que desplazaron nuestra oferta de centrales con mayores costos variables de generación. En cuanto al mix de generación, la contribución de la generación en base a carbón (89%) aumentó tanto respecto al trimestre anterior, como en forma interanual.

En este cuarto trimestre, el ítem de combustibles tuvo un leve incremento con respecto al trimestre inmediatamente anterior, principalmente debido a la subcomponente de carbón, levemente contrarrestado por el ítem GNL. En la comparación interanual, el ítem de combustibles registró una caída de dos dígitos porcentuales, retrocediendo US\$20,2 millones. Esto se debió al menor consumo de carbón y de gas, que significó menores costos de US\$25,2 millones y que fue parcialmente contrarrestado por el mayor uso de cal hidratada para reducir emisiones de gases. Cabe notar que a mediados de 2016 comenzó a utilizarse cal hidratada en las unidades CTM1 y CTM2 del complejo de Mejillones, mientras que en el año anterior la cal hidratada había sido utilizada solo en el complejo de Tocopilla.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$6,0 millones respecto al trimestre anterior, lo cual se explica por el mayor volumen comprado. Cabe notar que este ítem incluye la partida de sobrecostos del sistema, que ha disminuido significativamente a partir de diciembre de 2015. En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$10,2 millones, lo cual se fundamenta principalmente por mayores compras de energía y potencia por US\$14,6 millones, parcialmente contrarrestadas por menores sobrecostos por US\$4,3 millones. Las mayores compras de energía y potencia fueron el resultado de un mayor volumen de prácticamente el doble, el cual no alcanzó a ser contrarrestado por el menor precio promedio de compra.

El costo de la depreciación en este trimestre (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) fue similar al del trimestre anterior y al de igual trimestre del año anterior.

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 tuvo un aumento de US\$2,1 millones, en comparación con el trimestre anterior, producto de mayores costos asociados a planes de retiro de personal de planta, parcialmente contrarrestado por el menor pago de peajes. En la comparación con igual trimestre del año anterior, se observó una importante disminución de US\$10,4 millones, mayoritariamente por menores costos de venta y regasificación de GNL. Esto fue parcialmente compensado por mayores costos de peajes de transmisión luego de haber registrado reliquidaciones de peajes a favor de la compañía en 2015 y, en menor medida, por indemnizaciones asociadas a planes de retiro del personal.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) registraron un aumento de US\$2,1 millones respecto al trimestre anterior, debido principalmente a gastos de proyectos en desarrollo. En la comparación interanual se registró una importante mejora de US\$6,1 millones, asociado a menores gastos en proyectos de desarrollo, menores gastos en asesorías, y menores servicios de mantenimiento, entre otros.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)									
	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	12M15	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	243,4	239,4	243,4	220,1	946,3	212,6	222,5	217,3	225,7	878,1
Costo de combustible.....	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(99,9)	(367,9)	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(79,6)	(315,3)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(28,2)	(137,2)	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(38,4)	(132,9)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	116,7	121,0	111,4	92,0	441,2	105,7	107,1	109,4	107,6	429,9
Margen eléctrico	48%	51%	46%	42%	47%	50%	48%	50%	48%	49%

En el cuarto trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una leve disminución con respecto al trimestre inmediatamente anterior, tanto de nivel, como de margen porcentual, llegando al 48%. Esto se debió principalmente a una mínima disminución en el volumen de venta física y a un mayor costo de compras en el mercado spot debido a la indisponibilidad de la U16. En comparación con igual trimestre del año anterior, el margen eléctrico tuvo una importante mejora (US\$15,6 millones), asociada a la provisión registrada en el último trimestre de 2015 por la resolución del arbitraje con Codelco que afectó significativamente el margen de dicho trimestre.

Resultado operacional

	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	4T 2015		3T 2016		4T 2016		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	273,5	100%	246,8	100%	249,6	100%	1%	-9%
Total costo de ventas	(230,0)	-84%	(196,8)	-80%	(209,8)	-84%	7%	-9%
Ganancia bruta.....	43,5	16%	50,0	20%	39,8	16%	-20%	-9%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(14,3)	-5%	(8,4)	-3%	(9,3)	-4%	11%	-35%
Ganancia Operacional.....	29,2	11%	41,6	17%	30,5	12%	-27%	4%
Depreciación y amortización.....	34,9	13%	34,8	14%	35,9	14%	3%	3%
EBITDA.....	64,2	23,5%	76,4	31,0%	66,4	26,6%	-13%	3%

El EBITDA del cuarto trimestre de 2016 llegó a US\$66,4 millones, una reducción de US\$10 millones con respecto al trimestre inmediatamente anterior, debido principalmente a (i) la caída de US\$1,8 millones en el margen eléctrico explicada en el párrafo anterior y (ii) un aumento en costos operacionales, incluyendo el costo de indemnizaciones por años de servicio por planes de retiro anticipado y otras provisiones. En la comparación interanual, el EBITDA muestra una leve alza de 3%, producto de la menor ganancia bruta explicada principalmente por (i) la disminución de ingresos por las ventas de gas (~US\$10 millones), (ii) la disminución de ingresos tarifarios de transmisión, los que fueron excepcionalmente altos en el cuarto trimestre de 2015 (US\$11 millones) a raíz de un proceso de reliquidación de peajes y (iii) el aumento del uso de cal hidratada que contrarrestó parcialmente la caída en los costos de combustibles. La disminución en la utilidad bruta fue completamente contrarrestada por menores gastos de administración y ventas gracias al continuo esfuerzo de control de costos que está realizando la Compañía. Con todo, el margen EBITDA a nivel interanual aumentó en 3,1 puntos porcentuales.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	4T 2015		3T 2016		4T 2016		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	1,0	0%	0,5	0%	0,4	0%	-20%	-59%
Gastos financieros.....	(9,6)	-4%	(6,8)	-3%	(4,1)	0%	-40%	-57%
Diferencia de cambio.....	1,9	1%	1,3	1%	(0,2)	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-		0,3		0,3	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,4	0%	0,9	0%	(19,5)	-2%		
Total resultado no operacional	(6,2)	-3%	(3,7)	-2%	(23,2)	-2%		
Ganancia antes de impuesto.....	23,0	10%	37,9	16%	7,3	1%	-81%	-68%
Impuesto a las ganancias.....	0,5	0%	(10,2)	-4%	(11,2)	-1%		
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	23,6	10%	27,7	12%	(3,8)	0%	-114%	-116%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	21,8	9%	27,0	11%	(5,7)	-1%	-121%	-126%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	1,8	1%	0,7	0%	1,9	0%		
Utilidad (pérdida) del ejercicio	21,8	9%	27,0	11%	(5,7)	-1%	-121%	-126%
Ganancia por acción.....	0,021	0%	0,026	0%	(0,005)	0%		

En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el gasto financiero disminuyó en US\$2,7 millones debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM. Por la misma razón, a nivel interanual se observa una reducción de US\$5,5 millones en este ítem.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,2 millones en el trimestre, que se compara negativamente con la utilidad de cambio de US\$1,3 millones registrada el trimestre anterior. En la comparación con igual trimestre del año anterior, la brecha se acentúa levemente, debido que en este cuarto trimestre el peso chileno se depreció contra el dólar en mayor medida (1,2%) que en igual periodo del año anterior (0,4%). Cabe recordar que la depreciación del peso chileno influye sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación) se incluye el resultado neto proporcional en TEN. En el cuarto trimestre se apreció una leve ganancia producto del resultado devengado de TEN correspondiente principalmente a variaciones de tipo de cambio. Esta ganancia se contrarresta parcialmente con una pérdida menor asociada a gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados.

Los otros ingresos no operacionales netos del cuarto trimestre mostraron una pérdida de US\$19,5 millones, resultado principalmente de: (i) baja de activos fijos por la falla en la turbina a gas de la unidad 16 (US\$8,8 millones); ii) baja de repuestos de la central diésel Tamaya (US\$6,0 millones); iii) baja de activos fijos de proyectos en curso (US\$2,5 millones) y; iv) baja de activos intangibles por US\$1,8 millones. Esto compara negativamente tanto con el trimestre anterior como con igual trimestre del año anterior.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2016 es de 24% en tanto para 2015 fue de un 22,5%.

En el cuarto trimestre de 2016, el resultado neto después de impuestos registró una pérdida de US\$5,7 millones, que se compara desfavorablemente con el tercer trimestre de 2016 (diferencia de -US\$32,8 millones). Lo anterior se debió, tanto a un menor resultado de la operación (-US\$11,1 millones), como al menor resultado fuera de la operación (-US\$19,4 millones) explicado en la sección anterior.

La comparación con el cuarto trimestre del año anterior también resulta desfavorable y se explica fundamentalmente por el menor resultado fuera de la operación (-US\$17,0 millones), debido a las bajas de activos descritas en la sección anterior, que fueron parcialmente compensadas por un menor gasto financiero.

Año 2016 comparado con año 2015

Ingresos operacionales

Información a Diciembre 2016 (en millones de US\$)

	<u>12M 2015</u>		<u>12M 2016</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	715,0	76%	653,4	74%	-61,7	-9%
Ventas a clientes regulados.....	205,2	22%	176,4	20%	-28,7	-14%
Ventas al mercado spot.....	26,1	3%	48,3	5%	22,2	85%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	946,3	83%	878,1	91%	-68,2	-7%
Ventas de gas.....	104,6	9%	10,3	1%	-94,3	-90%
Otros ingresos operacionales.....	91,9	8%	79,1	8%	-12,7	-14%
Total ingresos operacionales.....	1.142,7	100%	967,4	100%	-175,3	-15%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	7.098	76%	6.795	74%	-303,2	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.884	20%	1.901	21%	16,6	1%
Ventas de energía al mercado spot.....	397	4%	470	5%	73,0	18%
Total ventas de energía.....	9.380	100%	9.166	100%	-213,7	-2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	98,9		96,6		-2,3	-2%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	108,9		92,8		-16,1	-15%

(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\$878,1 millones en 2016, un 7,2% menos que en 2015, debido a una disminución de 2% en la venta física y a una caída en precios, principalmente en el segmento de clientes regulados. Cabe notar el rezago de las tarifas en este segmento, pues el índice Henry Hub retrocedió dos dígitos los primeros seis meses, lo cual determinó las menores tarifas en la mayor parte del año. En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – las ventas de energía a clientes libres disminuyeron marginalmente, a favor de las ventas a clientes regulados y al mercado spot.

A nivel agregado, las ventas físicas cayeron levemente. En el segmento de clientes libres, se observó una caída de 4% producto de la disminución de demanda de El Abra y Gaby. A lo anterior, se agregó el término de los contratos con SQM, Michilla y Cerro Colorado, lo que fue parcialmente compensado por la mayor demanda de Antucoya, Radomiro Tomic, Chuquicamata, Esperanza y El Tesoro.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$176,4 millones, con una baja de 14% en comparación con el año 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta, ya que la variación en volumen fue marginal. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato pasó de US\$4,26/MMBtu hasta abril de 2015 a US\$3,33/MMBtu entre mayo y octubre de 2015, US\$2,80 entre noviembre de 2015 y abril de 2016 y 2,05/MMBtu desde mayo de 2016. En noviembre de 2016 el índice Henry Hub aplicable

subió a US\$2,52/MMBtu, causando un alza de más de 10% en la tarifa calculada, lo que gatilló un cambio en la tarifa a partir de diciembre de 2016, siendo que ésta originalmente debía mantenerse hasta marzo de 2017.

En términos físicos, las ventas al mercado spot provinieron prácticamente en su totalidad de nuestra filial CTA, a diferencia de 2015 en que CTH también contribuyó con 51 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 CDEC.

En 2016, hubo ventas de gas de menor cuantía a Solgas, aunque en el cuarto trimestre éstas fueron mayores a lo observado durante los primeros nueve meses del año debido a la indisponibilidad de nuestra unidad 16. Cabe recordar que este año no estuvo presente el negocio de venta de gas a otro generador, lo que explica la alta base de comparación del año anterior. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes, que representaron cerca del 65% del total de este ítem. Además incluye partidas de servicios portuarios, derechos de conexión y otros.

Costos operacionales

Información a Diciembre 2016 (en millones de US\$)

	12M 2015		12M 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(367,9)	38%	(315,3)	38%	-52,6	-14%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(137,2)	14%	(132,9)	16%	-4,3	-3%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(135,6)	14%	(135,0)	16%	-0,6	0%
Otros costos directos de la operación	(284,0)	29%	(207,5)	25%	-76,5	-27%
Total costos directos de ventas.....	(924,7)	96%	(790,7)	96%	-134,0	-14%
Gastos de administración y ventas.....	(49,6)	5%	(30,8)	4%	-18,7	-38%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(2,5)	0%	(4,5)	1%	2,0	79%
Otros ingresos/costos de la operación...	8,9	-1%	3,8	0%		
Total costos de la operación.....	(967,9)	100%	(822,2)	100%	-145,7	-15%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	7.369	81%	6.953	82%	-416,4	-6%
Gas.....	1.571	17%	1426	17%	-144,7	-9%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	69	1%	30	0%	-39,5	-57%
Hidro/Solar.....	51	1%	52	1%	1,2	2%
Total generación bruta.....	9.060	100%	8.460	100%	-599,4	-7%
Menos Consumos propios.....	(701)	-8%	(665)	-8%	36,0	-5%
Total generación neta.....	8.359	87%	7.796	82%	-563,4	-7%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.222	13%	1.697	18%	475,0	39%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	9.581	100%	9.492	100%	-88,4	-1%

La generación bruta de electricidad tuvo un importante descenso en comparación al año anterior, aunque con prácticamente la misma contribución del mix de combustibles. Cabe recordar que durante 2016 se incorporaron dos importantes complejos de generación eficientes en el sistema, uno a carbón y otro en base a gas. Esto desplazó algunas de nuestras unidades en términos de su prioridad de despacho en el sistema, cuyas centrales se despachan en

orden de menor a mayor costo variable. Esto redundó en una menor generación propia y un alza en nuestras compras al mercado spot.

En 2016, tanto la disminución en los precios internacionales de combustibles, sobre todo en la primera mitad del año, como la menor generación propia en el cuarto trimestre, redundaron en una caída de 14% (US\$52,6 millones) en la partida de combustibles en comparación con el año 2015, a pesar del rebote de precios del gas y del carbón hacia el final del año. La disminución se explica principalmente por el ítem carbón y en menor medida por el GNL, que en su conjunto representaron un ahorro del orden de US\$72 millones. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por el mayor uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases, debido a que la nueva norma de emisiones entró en vigencia en julio de 2016 para el sitio de Mejillones, mientras que para el sitio de Tocopilla había entrado en vigencia en julio de 2015.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró una leve disminución, pese a un aumento en el volumen de las compras de casi 40%. Lo anterior se explica porque este ítem incluye la prorrata de sobrecostos del sistema, los cuales fueron particularmente importantes durante 2015. De hecho, excluyendo sobrecostos, las compras de energía y potencia en 2016 aumentaron en US\$43 millones (+54%), resultado principalmente de un mayor volumen de compras (+39%) y en menor medida por un mayor precio promedio (+11%).

El costo de la depreciación (excluida la depreciación en los gastos de administración y ventas) estuvo prácticamente en el mismo nivel que el año anterior.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, remuneraciones e indemnizaciones (24% de dicho ítem en 2016), seguido por peajes de transmisión (22%), junto a primas de seguros, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Esta partida tuvo una disminución del orden de US\$77 millones, principalmente explicada por la caída de casi US\$60 millones en el costo de venta y regasificación del gas vendido a otros generadores en 2015. Cabe resaltar también los esfuerzos de ahorro de costos operacionales y menores costos de mantención de centrales que explicaron el monto restante de la caída en otros costos directos de la operación.

Los gastos de administración y ventas (excluida la depreciación en este ítem) presentaron una importante disminución de US\$18,7 millones, influida por: i) el reconocimiento de gastos asociados a proyectos en desarrollo que finalmente no prosperaron (US\$4,7 millones de gastos registrados en 2015); ii) una reclasificación de gastos de abastecimiento desde gastos de administración y ventas a costos directos de la operación por US\$4,5 millones; y, iii) menores gastos en asesorías y servicios de terceros, en el marco del plan de eficiencia que ha implementado la compañía.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos principalmente por ventas de agua, y en menor medida por arriendos de oficina e ingresos diversos, y su valor fue bajo para el año 2016. En 2015 hubo un recupero de una provisión por incobrabilidad de US\$4,5 millones asociada a un arbitraje con SQM, lo cual explica la diferencia entre ambos años.

Resultado operacional

Información a Diciembre 2016 (en millones de US\$)

EBITDA	12M 2015		12M 2016		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.142,7	100%	967,4	100%	-175,3	-15%
Total costo de ventas	(924,7)	81%	(790,7)	82%	-134,0	-14%
Ganancia bruta.....	218,0	19%	176,8	18%	-41,2	-19%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(43,2)	4%	(31,5)	3%	-11,7	-27%
Ganancia Operacional.....	174,8	15%	145,2	15%	-29,5	-17%
Depreciación y amortización.....	138,2	12%	139,5	14%	1,4	1%
EBITDA.....	312,9	27,4%	284,8	29,4%	-28,2	-9%

El EBITDA de 2016 alcanzó los US\$284,8 millones, con un retroceso de 9% comparado al del año 2015. Esto se debió a varios factores: (i) una caída de US\$11,3 millones en el margen eléctrico de la compañía explicada principalmente por una menor venta física a clientes; (ii) una reducción de US\$32,7 millones debida a la ausencia del negocio de venta de gas a otro generador y (iii) una reliquidación favorable de peajes en 2015 que redundó en una menor ganancia bruta de US\$15,7 millones en 2016 comparado con 2015. Otros factores que presionaron el margen a la baja, tales como menores tarifas, mayores costos de cal hidratada y mayores compras al mercado spot fueron compensados completamente por los menores sobrecostos y la ausencia de provisiones por la resolución de arbitrajes que sí se registraron en 2015. Cabe resaltar que se ha hecho un esfuerzo en reducir los gastos de administración y ventas de la compañía dentro del plan de eficiencia, lo que ha permitido amortiguar los efectos de menores ingresos. Lo anterior redundó en un aumento de 2,1 puntos porcentuales en el margen EBITDA.

Resultados financieros

Información a Diciembre (en millones de US\$)

	12M 2015		12M 2016		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	2,5	1%	2,1	0%	-0,4	-16%
Gastos financieros.....	(37,2)	-15%	(26,7)	-3%	10,5	-28%
Diferencia de cambio.....	(7,8)	-3%	2,1	0%	9,9	
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-		54,1	6%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	1,8	1%	161,1	17%		
Total resultado no operacional	(40,7)	-17%	192,8	20%		
Ganancia antes de impuesto.....	134,1	56%	338,0	35%	203,9	152%
Impuesto a las ganancias.....	(33,5)	-14%	(79,4)	-8%		
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	100,5	42%	258,6	27%	158,0	157%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	94,2	39%	254,8	26%	160,7	171%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	6,4	3%	3,7	0%	-2,6	-41%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	94,2	39%	254,8	26%	160,7	171%
Ganancia por acción.....	0,089	0%	0,242	0%		

El ingreso financiero anual estuvo dentro del mismo nivel, tanto en 2016 como en 2015.

El gasto financiero disminuyó en US\$10,5 millones, debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó US\$2,1 millones a favor en 2016, lo que se compara favorablemente con el periodo anterior. Para el año 2016 el peso chileno se apreció un 5,7%, versus la depreciación de 16,5% en 2015 que influyó sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar, tales como cuentas por cobrar, anticipos, e IVA crédito fiscal.

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), se registra la utilidad relacionada al reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN que permanecieron en la propiedad de la Compañía luego de la venta del otro 50% a Red Eléctrica. Este ítem no estuvo presente en 2015.

Los Otros ingresos no operacionales netos alcanzaron US\$161,1 millones, explicados principalmente por partidas no recurrentes: (i) utilidad por la venta del 50% de las acciones de TEN (US\$187 millones); (ii) venta de una estación convertidora a SQM (US\$13 millones); (iii) ingresos por venta de las anteriores oficinas en Santiago (US\$1,2 millones); (iv) baja financiera de la central Tamaya y otros repuestos (“impairment” de US\$24 millones); (v) baja de activos fijos por falla en la turbina a gas de la unidad 16 por US\$8,8 millones y; (vi) baja de proyectos en desarrollo (US\$8,3 millones).

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2016 es de 24%, en tanto para 2015 era de un 22,5%.

En 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$254,8 millones, un alza muy significativa, debido principalmente a la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN. En consecuencia, el menor resultado operacional (-US\$29,5 millones) fue totalmente contrarrestado por un aumento de US\$233,4

millones en el resultado no operacional que fue mitigado en parte por un mayor impuesto a las ganancias por US\$45,9 millones.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2016, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$278,8 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

Información a Diciembre 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	292,1	231,9
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(373,2)	(4,0)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(45,3)	(91,2)
Cambio en el efectivo	<u>(126,3)</u>	<u>136,7</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En 2016, el flujo de caja neto proveniente de la operación incluyó US\$273,7 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$15,6 millones) y de pagos de intereses (US\$26,2 millones) alcanzaron los US\$231,9 millones. Cabe notar que los pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía ascendieron a US\$39 millones, de los cuales US\$13,2 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En 2016, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de solo US\$4,0 millones, a pesar del fuerte plan de inversiones actualmente en ejecución. Esto se explica por el cumplimiento de dos hitos fundamentales en el plan de financiamiento de la compañía en 2016: (1) la venta del 50% de las acciones del proyecto TEN y (2) la obtención del financiamiento del proyecto TEN con recurso limitado a sus accionistas. Ambos hitos en su conjunto generaron recursos líquidos de US\$474 millones para la Compañía, con los cuales ésta ha podido enfrentar las inversiones del año 2016, quedando un saldo de recursos en efectivo de US\$278,8 millones a fines de 2016 para financiar inversiones del año 2017. Los flujos de caja relacionados con actividades de inversión durante 2016 se explican principalmente por los siguientes movimientos:

- i. Flujo proveniente de la venta del 50% de las acciones de TEN: US\$217,56 millones;
- ii. Flujos netos por deudas con TEN: US\$126,2 millones como resultado de: (i) flujos provenientes de la venta a Red Eléctrica del 50% de los préstamos a TEN (+US\$85,7 millones); (ii) fondos provenientes del financiamiento del proyecto TEN para pagar préstamos hechos por EECL a TEN (+US\$171 millones); (iii) avances hechos a TEN durante el período (-US\$129,6 millones); y, (iv) un aporte de capital en TEN (-US\$0,9 millones);
- iii. Flujos provenientes de la venta de una subestación convertidora a SQM y la venta de las antiguas oficinas en Santiago: US\$19,54 millones;
- iv. Inversiones en activos fijos: US\$369,9 millones, incluyendo US\$13,2 millones de intereses activados.
- v. Intereses e inversiones netas: US\$2,3 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.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en 2016 y 2015 ascendieron a US\$369,9 millones y US\$356,8 millones, respectivamente. En 2016 las inversiones en activos fijos incluyeron US\$252,1 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$62 millones en el nuevo puerto; US\$10 millones en la planta solar Pampa Camarones y US\$45,7 millones en mantenciones mayores de equipos de transmisión y generación, mejoras ambientales y otros.

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

CAPEX	<u>2015</u>	<u>2016</u>
CTA	-	1,5
CTA (Nuevo Puerto).....	14,3	62,1
CTH	0,3	0,2
Central Tamaya.....	0,5	-
IEM.....	94,9	252,1
TEN	160,1	-
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y recondicionamiento de equipos.....	47,5	11,4
Mejoras Medioambientales	12,4	2,4
Planta Solar.....	15,7	10,0
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	-	12,7
Otros.....	11,2	17,5
Total inversión en activos fijos	<u>356,8</u>	<u>369,9</u>

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Además de los flujos provenientes del cumplimiento de los dos hitos principales de nuestro plan financiero explicados en la sección Flujos de caja usados en actividades de inversión, el principal flujo relacionado con actividades financieras durante 2016, fue el pago de dividendos por un total de US\$91,2 millones, los cuales se componen de:

- i. Pago de dividendos provisorios por un total de US\$8,0 millones con cargo a las utilidades del año 2015,
- ii. Pago de dividendos definitivos por un total de US\$6,75 millones con cargo a las utilidades del año 2015.
- iii. Pago de dividendos provisorios por un total de US\$63,6 millones con cargo a las utilidades del primer trimestre del año 2016 (venta del 50% de TEN).
- iv. Pagos de dividendos por US\$13,6 millones al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).
- v. Diferencias de cambios y retenciones, por un total de US\$0,8 millones (a favor de la compañía).

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2016:

Obligaciones Contractuales al 31/12/16
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	-	-	400,0	350,0
Costo financiero diferido.....	(21,6)	(2,2)	-	-	(19,4)
Intereses devengados.....	16,9	16,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	3,5	2,7	-	-	0,8
Total	748,9	17,4	-	400,0	331,4

EECL 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 EECL 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\$50 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al cierre de diciembre de 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

En tanto, con fecha 30 de junio de 2015, EECL 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 hasta junio de 2020. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesarios 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 diciembre de 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL 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 Engie Energía Chile 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, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 20 de mayo.

El Directorio de Compañía, 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, pagadero 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 pagados por Engie Energía Chile S.A.			
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. Sin embargo, debido a (i) la variabilidad en volumen que puedan tener los contratos de suministro eléctrico (“PPAs”), (ii) la variabilidad que pueda tener el despacho de nuestras unidades generadoras, y (iii) el no poder replicar perfectamente el costo de los combustibles en las tarifas de los PPAs, es que mantenemos exposición residual a ciertos combustibles internacionales. Por ejemplo, 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. 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 comprar cada embarque de GNL. En el caso específico de este contrato, este riesgo queda naturalmente acotado por el reajuste contractual de tarifa que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. A fines de 2016, definimos y ejecutamos una estrategia de coberturas financieras de nuestra exposición residual a los commodities internacionales para el 2017, de tal manera de acotar aún más nuestra exposición al Brent y al Henry Hub mediante contratos swaps financieros

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 10% 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. A fines de 2015 y durante 2016, EECL hizo algunos avances a TEN en unidades de fomento, los que originaron diferencias de cambio; sin embargo, al 31 de diciembre de 2016, todas estas deudas se encontraban pagadas.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2016, un 100% 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 Diciembre de 2016
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

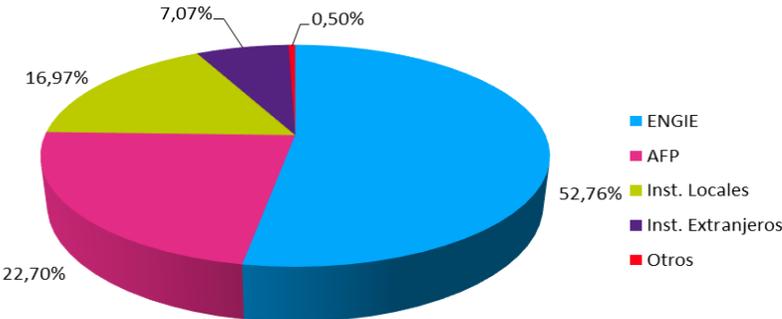
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020 y más</u>	<u>Total</u>
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Total		-	-	-	-	750,0	750,0

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 DICIEMBRE DE 2016

N° de accionistas: 1.866



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)									
	<u>2015</u>					<u>2016</u>				
	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>3T15</u>	<u>4T15</u>	<u>12M15</u>	<u>1T16</u>	<u>2T16</u>	<u>3T16</u>	<u>4T16</u>	<u>12M16</u>
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.724	1.749	1.786	1.839	7.098	1.737	1.691	1.685	1.682	6.795
Ventas de energía a clientes regulados	463	466	478	477	1.884	483	476	471	471	1.901
Ventas de energía al mercado spot	149	42	109	97	397	109	168	91	102	470
Total ventas de energía.....	2.335	2.258	2.373	2.414	9.380	2.328	2.336	2.247	2.255	9.166
Generación bruta por combustible										
Carbón.....	1.826	1.825	1.791	1.927	7.369	1.893	1.749	1.660	1.651	6.953
Gas.....	404	407	386	373	1.571	499	343	401	183	1.426
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	23	31	6	9	69	7	11	7	4	30
Hidro/ Solar.....	13	11	12	14	51	12	10	14	16	52
Total generación bruta.....	2.267	2.274	2.195	2.324	9.060	2.411	2.114	2.082	1.854	8.460
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(168)</i>	<i>(181)</i>	<i>(163)</i>	<i>(190)</i>	<i>(701)</i>	<i>(191)</i>	<i>(162)</i>	<i>(152)</i>	<i>(160)</i>	<i>(665)</i>
Total generación neta.....	2.099	2.093	2.032	2.134	8.359	2.220	1.952	1.930	1.694	7.796
Compras de energía en el mercado spot										
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	291	216	387	328	1.222	178	468	414	637	1.697
Total	2.390	2.309	2.419	2.462	9.581	2.397	2.420	2.344	2.331	9.492

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T15	2T15	3T15	4T15	12M15	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados.....	55,4	51,6	50,8	47,4	205,2	47,7	43,9	41,5	43,3	176,4
Ventas a clientes no regulados.....	181,9	180,4	186,3	166,5	715,0	156,7	165,9	162,9	167,9	653,4
Ventas al mercado spot y ajustes.....	6,2	7,3	6,3	6,3	26,1	8,2	12,8	12,8	14,4	48,3
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	243,4	239,4	243,4	220,1	946,3	212,6	222,5	217,3	225,7	878,1
Ventas de gas.....	18,4	23,1	30,3	32,7	104,6	0,1	2,2	3,7	4,2	10,3
Otros ingresos operacionales.....	25,8	19,5	25,8	20,7	91,9	18,2	15,4	25,8	19,7	79,1
Total ingresos operacionales.....	287,6	282,0	299,6	273,5	1.142,7	230,9	240,2	246,8	249,6	967,4
Costos de la operación										
Combustibles.....	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(99,9)	(367,9)	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(79,6)	(315,3)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(28,2)	(137,2)	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(38,4)	(132,9)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(31,4)	(32,9)	(37,3)	(34,0)	(135,6)	(33,8)	(33,3)	(33,6)	(34,3)	(135,0)
Otros costos directos de la operación	(69,5)	(75,0)	(71,6)	(67,8)	(284,0)	(45,8)	(48,9)	(55,3)	(57,4)	(207,5)
Total costos directos de ventas.....	(227,6)	(226,3)	(240,9)	(230,0)	(924,7)	(186,5)	(197,6)	(196,8)	(209,8)	(790,7)
Gastos de administración y ventas.....	(11,4)	(12,8)	(8,7)	(16,6)	(49,6)	(6,8)	(5,1)	(8,4)	(10,5)	(30,8)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	(0,6)	(0,5)	(0,9)	(2,5)	(0,6)	(1,2)	(1,2)	(1,6)	(4,5)
Otros ingresos de la operación.....	0,2	4,8	0,8	3,1	8,9	(0,7)	0,6	1,2	2,7	3,8
Total costos de la operación.....	(239,4)	(234,9)	(249,3)	(244,3)	(967,9)	(194,6)	(203,3)	(205,2)	(219,1)	(822,2)
Ganancia operacional.....	48,2	47,1	50,2	29,2	174,8	36,3	36,9	41,6	30,5	145,2
EBITDA.....	80,1	80,6	88,0	64,2	312,9	70,7	71,3	76,4	66,4	284,8
Ingresos financieros.....	0,3	0,6	0,6	1,0	2,5	0,6	0,6	0,5	0,4	2,1
Gastos financieros.....	(10,9)	(8,7)	(8,1)	(9,6)	(37,2)	(7,8)	(8,0)	(6,8)	(4,1)	(26,7)
Diferencia de cambio.....	1,9	(6,2)	(5,5)	1,9	(7,8)	0,8	0,2	1,3	(0,2)	2,1
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	53,9	(0,4)	0,3	0,3	54,1
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,0	(0,1)	1,5	0,4	1,8	179,3	0,5	0,9	(19,5)	161,1
Total resultado no operacional	(8,7)	(14,4)	(11,5)	(6,2)	(40,7)	226,8	(7,2)	(3,7)	(23,2)	192,8
Ganancia antes de impuesto.....	39,5	32,8	38,8	23,0	134,1	263,1	29,7	37,9	7,3	338,0
Impuesto a las ganancias.....	(9,8)	(14,4)	(9,9)	0,5	(33,5)	(49,8)	(8,3)	(10,2)	(11,2)	(79,4)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	29,7	18,4	28,8	23,6	100,5	213,3	21,4	27,7	(3,8)	258,6
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	27,3	17,7	27,4	21,8	94,2	212,0	21,6	27,0	(5,7)	254,8
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	2,5	0,7	1,5	1,8	6,4	1,3	(0,2)	0,7	1,9	3,7
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	27,3	17,7	27,4	21,8	94,2	212,0	21,6	27,0	(5,7)	254,8
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,026	0,017	0,026	0,021	0,089	0,201	0,020	0,026	(0,005)	0,242

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2015	2016
	<u>31-Dec-15</u>	<u>31-Dec-16</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	147,0	278,8
Otros activos financieros corrientes	1,5	2,7
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	125,9	104,6
Impuestos por recuperar	39,1	36,1
Inventarios corrientes	173,5	177,1
Otros activos no financieros corrientes	24,2	34,8
Activos para la venta	247,9	-
Total activos corrientes	758,9	634,2
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.972,7	2.206,8
Otros activos no corrientes	379,0	472,1
TOTAL ACTIVO	3.110,6	3.313,1
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	19,0	17,4
Otros pasivos corrientes	219,2	274,8
Pasivos incluidos en activos para venta	35,3	-
Total pasivos corrientes	273,5	292,2
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	741,1	731,4
Otros pasivos de largo plazo	270,6	283,3
Total pasivos no corrientes	1.011,7	1.014,7
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.729,0	1.922,5
Participaciones no controladoras	96,3	83,6
Patrimonio	1.825,4	2.006,2
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.110,6	3.313,1

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

ANEXO 2

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-15	Dec-16	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,77	2,17	-22%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,14	1,56	-27%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	485,4	342,0	-30%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,70	0,65	-7%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	8,41	10,66	27%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,43	2,63	8%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,96	1,65	-16%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,4%	13,3%	143%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	7,7%	154%

*últimos 12 meses

CONFERENCIATELEFONICA 12M16

Engie Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de diciembre de 2016, el día jueves 2 de febrero de 2017 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar: **+1(412) 317-6776**, internacional ó **1230-020-5802** (toll free Chile) o **+1(877) 317-6776** (toll free US). Pedir incorporarse al call de **Engie Energía Chile** (sin passcode). Conectarse 10 minutos previos a la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar +1 (877) 344-7529 / +1 (412) 317-0088 Passcode I.D: 10099144. La repetición estará disponible hasta el día 14 de febrero de 2017.