

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$140 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$51 MILLONES EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2017.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$74,4 MILLONES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DEL AÑO, APOYADO POR MAYORES INGRESOS EN EL SEGMENTO REGULADO Y VENTAS AL SPOT. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DEL SEGUNDO TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$31,5 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$530,4 millones en el primer semestre de 2017, aumentando 13% en comparación con igual periodo del año anterior. El incremento se debió principalmente a un mayor precio promedio monómico para clientes libres, producto del alza los precios de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas.
- **El EBITDA** del primer semestre de 2017 llegó a los US\$140,4 millones, un ligero retroceso de 1% (US\$1,6 millones), producto de iniciativas de ahorro de costos que contrarrestaron parcialmente la disminución en la venta física, el efecto de los impuestos verdes y los mayores costos de reducción de emisiones.
- **La utilidad neta** del primer semestre de 2017 alcanzó US\$51,2 millones. La disminución se explica por la alta base de comparación debida a ingresos no recurrentes en el 1T2016 (venta del 50% de las acciones de TEN). Excluyendo efectos no recurrentes, la utilidad neta presentó un aumento de 5%, llegando a los US\$43,7 millones.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	2T16	2T17	Var %	1S16	1S17	Var %
Total ingresos operacionales	240,2	271,7	13%	471,1	530,4	13%
Ganancia operacional	36,9	40,4	10%	73,2	73,0	0%
EBITDA	71,3	74,4	4%	142,0	140,4	-1%
Margen EBITDA	29,7%	27,4%	-2.3 pp	30,2%	26,5%	-3.7 pp
Total resultado no operacional	(7,2)	6,1		219,6	3,1	
Ganancia después de impuestos	21,4	33,9	59%	234,7	56,1	-76%
Ganancia atribuible a los controladores	21,6	31,5	46%	233,6	51,2	-78%
Ganancia atribuible a los controladores sin efectos no recurrentes	21,6	24,0	11%	41,8	43,7	5%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	(0,2)	2,4		1,1	5,0	
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,020	0,030		0,222	0,049	
Ventas de energía (GWh)	2.336	2.192	-6%	4.664	4.357	-7%
Generación neta de energía (GWh)	1.952	1.431	-27%	4.172	2.850	-32%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	468	840	79%	646	1.661	157%
Costo marginal promedio (US\$/MWh)	70,3	55,5	-21%	59,6	57,5	-4%

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 uno de los actores más relevantes en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 30 de junio de 2017, 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
HECHOS POSTERIORES	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2017	3
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	4
ANTECEDENTES GENERALES	5
Costos Marginales	5
Sobrecostos	6
Precios de Combustibles	6
Generación	7
Segundo trimestre de 2017 comparado con el primer trimestre de 2017 y segundo trimestre de 2016.....	9
Ingresos operacionales	9
Costos operacionales	10
Margen Eléctrico.....	11
Resultado operacional	12
Resultados financieros	12
Ganancia neta.....	13
Primer semestre de 2017 comparado con el primer semestre de 2016	14
Ingresos operacionales	14
Costos operacionales	15
Resultado operacional	16
Resultados financieros	17
Ganancia neta.....	17
Liquidez y recursos de capital	18
Flujos de caja provenientes de la operación	18
Flujos de caja usados en actividades de inversión	18
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	19
Obligaciones contractuales.....	19
Política de dividendos	20
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	21
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	21
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	21
Riesgo de tasa de interés	22
Riesgo de crédito.....	22
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de JUNIO de 2017	23
ANEXO 1	24
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS.....	24
Ventas Físicas	24
Estados de Resultados Trimestrales	25
Balance	26
ANEXO 2	27
INDICADORES FINANCIEROS.....	27
CONFERENCIATELEFONICA 6M17	27

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Clasificación de Rating:** En julio de 2017, Fitch Ratings ratificó la clasificación crediticia internacional de EECL en BBB así como la clasificación en escala nacional de A+(cl), ambas con perspectiva estable. Asimismo, Standard & Poor's, ratificó la clasificación crediticia internacional de la Compañía en BBB con perspectiva estable, basándose en las expectativas de generación de resultados operacionales y sus contratos de venta de energía a largo plazo.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

- **Ley de Distribución:** En abril de 2017 la Comisión Nacional de Energía realizó una jornada de trabajo con el objetivo de dar cierre a las mesas en las cuales se discutieron las modificaciones de la Ley de Distribución. La autoridad espera enviar el proyecto de ley al Parlamento a fines de 2017.
- **Planificación Energética:** El Ministerio de Energía presentó una versión preliminar del proceso de Planificación Energética, la que entrega una mirada del desarrollo energético del país para los próximos 30 años.
- **Reglamentos Ley de Transmisión:** Durante el segundo trimestre se ha mantenido la discusión de los reglamentos necesarios para la implementación de la Ley de Transmisión. Se espera contar con los reglamentos publicados a fines de 2017.
- **Informe Final Licitaciones Suministro:** En mayo, la CNE aprobó el Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos. En virtud de los resultados, la CNE estimó que se puede considerar la realización de un proceso de licitación durante el año 2017 con inicio de suministro en el año 2024.

PRIMER TRIMESTRE DE 2017

- **Nuevo coordinador:** El 1 de enero de 2017 entró en funciones 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 funcionaban desde la década del noventa, dando paso a la nueva institucionalidad.
- **Baja de demanda en el SING:** En el primer trimestre la generación de energía del SING retrocedió 12,6% respecto a igual periodo de 2016, influida por la huelga de 43 días en Minera Escondida.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 25 de abril de 2017, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016 la cantidad de US\$12.849.087,20, correspondiendo a un dividendo de US\$0,012198773 por acción, pagadero el día 18 de mayo de 2017, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 15 de mayo.
 - b) Designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
 - c) Mantener para los servicios de clasificación continua de los títulos accionarios de la Sociedad a las firmas “Feller Rate Clasificadora de Riesgo” y “Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.”

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 30 de junio de 2017 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 y montaje mecánico, y Belfi para obras marítimas. Actualmente se está trabajando en el montaje mecánico de las partes de presión de la caldera, entre otras, y en la instalación de la turbina y de los equipos mecánicos principales. También comenzó la preparación del proceso de puesta en marcha de la central. Se espera que esta planta entre en operaciones en el tercer trimestre de 2018, con una inversión estimada de US\$896 millones (sin el puerto), de la que al 30 de junio de 2017 se había desembolsado un total de US\$524 millones sin contar los intereses activados en el proyecto. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 80%.
- ii. Nuevo puerto: Su construcción está a cargo de Belfi, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$88 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 78% y se espera que esté listo para realizar las pruebas de carga en el 4T de 2017.
- iii. TEN: Este proyecto se encuentra bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación de España. El proyecto se encuentra avanzando de acuerdo a presupuesto y avanza según cronograma en su camino crítico, presentando un progreso de 95% a fines de junio. Respecto a las subestaciones, las obras civiles están en la última fase y el montaje de las subestaciones presenta distintos grados de avance. La fase del comisionado con las pruebas de equipos principales está avanzando según lo planificado y las próximas etapas del comisionado están siendo iniciadas. Asimismo, las 1.355 torres se encuentran totalmente montadas y el trabajo restante del tendido del cable conductor corresponde a cruces de otras líneas de transmisión. 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\$621 millones y se espera que entre en operaciones en el último trimestre de 2017. Para financiar el proyecto, en diciembre de 2016, la compañía cerró exitosamente un financiamiento bancario de largo plazo del tipo "Project Finance" con diez instituciones financieras nacionales e internacionales.

En su extremo sur, el proyecto TEN deberá conectarse al sistema de transmisión nacional (actual SIC) en la subestación Nueva Cardones del proyecto Nueva Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA. Si bien Interchile ha comunicado posibles retrasos en la construcción del segmento sur de su proyecto, esto no debería impedir la interconexión de los sistemas SING y SIC. En su extremo norte, TEN deberá conectarse al actual SING a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que unirá las subestaciones Los Changos (TEN) y Kapatur (MEL/Saesa). Tanto esta línea como la línea Changos-Kimal 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. Además, TEN contará con un tramo de transmisión dedicada que conectará con las centrales de ENGIE Energía Chile en Mejillones.

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 una creciente penetración de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Costos Marginales

Costo Marginal Crucero 220 kV (En US\$/MWh)				Costo Promedio de Operación (SING) (En US\$/MWh)			
<u>Periodo</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>	<u>Periodo</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>
1T	48,8	59,5	22%	1T	34,3	42,3	23%
2T	70,3	55,5	-21%	2T	37,0	41,1	11%
Abril	52,3	51,5	-2%	Abril	33,1	42,1	27%
Mayo	73,4	60,2	-18%	Mayo	38,5	41,9	9%
Junio	85,1	54,5	-36%	Junio	39,5	39,4	0%
3T	65,2			3T	35,9		
4T	62,8			4T	37,8		
Año	61,8	57,5	-7%	Año	36,3	42,3	17%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2017, los costos marginales mostraron un alza de dos dígitos respecto a igual periodo del año anterior, promediando US\$59,5/MWh. A la vez, los costos medios de operación del sistema, que corresponden al promedio ponderado del costo variable de las centrales, mostraron la misma tendencia, a consecuencia del mayor precio internacional de los combustibles.

En el segundo trimestre de 2017, los costos marginales disminuyeron en comparación con el trimestre anterior, aunque la disminución fue mucho más marcada a nivel interanual, debido a la base de generación eficiente que ingresó al sistema durante 2016 (Cochrane primera unidad en julio 2016 y segunda unidad, octubre de 2016)

Durante este segundo trimestre, el sistema fue más estable, apoyado tanto por una mayor reserva en giro como por la nueva norma técnica de GNL por parte del Coordinador. El costo promedio de operación del sistema se mantuvo en niveles inferiores a US\$45/MWh, reflejando que gran parte de la energía del sistema fue producida por energía eficiente (~99% de la energía del 1S fue producida por ERNC+ Gas + Carbón).

Cabe destacar que desde el 1 de abril cambió el estudio de reservas de las centrales del SING. Esto ha permitido un despacho más uniforme de las unidades de carbón (más unidades encendidas a menor carga), con lo que se ha observado una disminución en la volatilidad de los costos marginales. Además, la Norma Técnica introdujo un cambio en las potencias máximas despachables de las unidades a ciclo combinado (CCGT), con lo mejoró el orden de mérito de despacho de las centrales de gas natural, y cambió el horizonte en la declaración de disponibilidad de gas natural desde un día a una semana. Todo esto ha permitido regular mejor el despacho de los ciclos combinados, evitando recurrir al despacho de motores más caros en las horas de ausencia de sol y de viento o debido a salidas no programadas de centrales eficientes.

Sobrecostos

Sobrecostos (En millones de US\$)

Período	2016		2017		% Variación Año c/A	
	Total	Prorrata EECL	Total	Prorrata EECL	Total	Prorrata EECL
1T	9,4	4,8	6,7	3,7	-29%	-23%
2T	13,6	4,5	11,1	5,7	-18%	26%
Abril	3,2	1,6	4,0	2,2	24%	33%
Mayo	5,9	1,8	3,7	1,9	-37%	3%
Junio	4,5	1,1	3,4	1,7	-24%	55%
3T	8,9	3,9				
4T	10,1	4,9				
Año	42,1	18,2	17,8	9,4	-58%	-48%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2017 los sobrecostos del sistema disminuyeron 29% interanualmente, totalizando US\$6,7 millones. Esta tendencia se mantuvo en el segundo trimestre de 2017, totalizando a nivel semestral, US\$17,8 millones (versus US\$23 millones en 1S16).

Precios de Combustibles

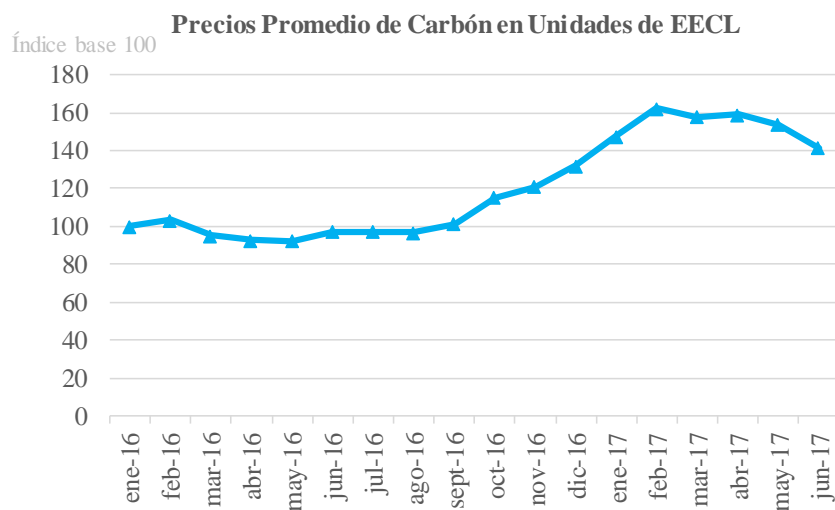
Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2016	2017	% Variación Año c/A	2016	2017	% Variación Año c/A	2016	2017	% Variación Año c/A	2016	2017	% Variación Año c/A
	1T	33,4	51,7	55%	34,5	54,0	57%	1,99	3,02	51%	39,3	66,0
2T	45,5	48,1	6%	46,0	50,1	9%	2,15	3,08	43%	48,3	66,9	38%
3T	44,9			45,8			2,88			58,8		
4T	49,2			50,1			3,04			67,9		
Año	43,3	49,9	15%	44,1	52,1	18%	2,52	3,05	21%	53,6	66,4	24%

Fuente: Bloomberg, AIE

Durante el primer trimestre de 2017, los precios internacionales de los combustibles mostraron un avance interanual del orden de 60%. Si bien la variación con el trimestre inmediatamente anterior fue, en términos porcentuales, de sólo un dígito, destaca el aumento del precio del petróleo y una leve disminución del precio del gas y del carbón.

Para el segundo trimestre de 2017, los precios internacionales de los combustibles se mantuvieron en los niveles del trimestre inmediatamente anterior. A nivel interanual, hubo un incremento de un dígito en el petróleo y un fuerte incremento de dos dígitos tanto en el gas como en el carbón.



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En lo que respecta a los polinomios de indexación de los clientes libres, el carbón declarado en nuestras unidades de generación este primer semestre mostró un alza respecto al 1S2016 del orden del 60% en promedio, alineado con la tendencia mostrada en el precio internacional de este combustible.

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	2016					
	1T 2016		2T 2016		1S 2016	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.802	78%	3.737	76%	7.538	77%
GNL	502	10%	402	8%	904	9%
Diesel / Petróleo pesado	305	6%	468	10%	773	8%
Renovable	278	6%	281	6%	559	6%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	9.775	100%

Tipo de Combustible	2017					
	1T 2017		2T 2017		1S 2017	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.344	78%	3.776	80%	7.120	79%
GNL	413	10%	476	10%	889	10%
Diesel / Petróleo pesado	35	1%	28	1%	62	1%
Renovable	477	11%	466	10%	943	10%
Total generación bruta SING	4.269	100%	4.747	100%	9.015	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2017, la generación bruta del sistema tuvo un retroceso anual de 12,6%, influida por la disminución de demanda ocasionada por la huelga de 43 días de Minera Escondida. Cabe notar que la potencia máxima del primer trimestre fue de 2.429 MW, un 5,0% inferior a la de igual periodo de 2016. El mix de generación entre carbón y gas fue prácticamente el mismo, con un aumento en la contribución de la energía renovable, desplazando la contribución de diésel/petróleo a tan sólo 1%.

En el segundo trimestre de 2017, la generación bruta del sistema retrocedió 2,9% en forma interanual. Hubo un aumento de la generación renovable y en menor medida de GNL, desplazando generación diésel.

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

Generación por Empresa (en GWh)

2016						
<u>Empresa</u>	<u>1T 2016</u>		<u>2T 2016</u>		<u>1S 2016</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
AES Gener	1.661	34%	1.968	40%	3.630	37%
EECL (con CTH al 100%)	2.411	49%	2.114	43%	4.524	46%
Enel Generación	550	11%	490	10%	1.040	11%
Otros	265	5%	316	6%	580	6%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	9.775	100%

2017						
<u>Empresa</u>	<u>1T 2017</u>		<u>2T 2017</u>		<u>1S 2017</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>	<u>GWh</u>	<u>% del total</u>
AES Gener	1.990	47%	2.362	50%	4.351	102%
EECL (con CTH al 100%)	1.550	36%	1.553	33%	3.103	73%
Enel Generación	128	3%	145	3%	273	6%
Otros	601	14%	687	14%	1.288	30%
Total generación bruta SING	4.269	100%	4.747	100%	9.015	211%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el primer trimestre de 2017, EECL disminuyó su generación 35,7% en comparación con igual periodo del año anterior, totalizando el 36% de la generación del SING. En el caso de EECL, principalmente por razones de despacho económico del sistema, hubo un 45% de menor generación a gas, seguida de una reducción de 41% en la generación de carbón en el Complejo Tocopilla. En lo concerniente a mantenciones mayores programadas, durante el 1T17 la Central Térmica Andina (carbón, 177MW) del complejo de Mejillones estuvo en mantención por 27 días a partir del 10 de marzo.

Durante el segundo trimestre, se mantuvo la menor contribución de EECL en la generación del sistema, con un nivel muy similar al trimestre inmediatamente anterior. En lo concerniente a mantenciones mayores programadas, durante el 2T17 estuvo la Unidad 13 (carbón, 86 MW) por 33 días, CTA (carbón, 177 MW) por 4 días, la Unidad 12 (carbón, 87 MW) por 27 días y CTM1 (carbón, 160 MW) por 10 días.

La menor participación de EECL en la operación del SING se debió -en parte -a la entrada en operación de nuevas centrales económicamente eficientes durante 2016. La menor generación a gas de EECL también se debió a una mayor disponibilidad de gas en el primer trimestre del año 2016 en que aún no habían sido puestas en servicio las unidades Cochrane de AES Gener y Kelar de Tamakaya Energía.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados que han sido objeto de auditoría de revisión limitada para los periodos finalizados al 30 de junio de 2017 y 30 de junio de 2016. 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

Segundo trimestre de 2017 comparado con el primer trimestre de 2017 y segundo trimestre de 2016

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	2T 2016		1T 2017		2T 2017		% 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.....	165,9	75%	184,4	77%	184,2	75%	0%	11%
Ventas a clientes regulados.....	43,9	20%	46,7	20%	51,3	21%	10%	17%
Ventas al mercado spot.....	12,8	6%	7,1	3%	11,2	5%	56%	-13%
Total ingresos por venta de energía y potencia	222,5	93%	238,3	92%	246,7	91%	4%	11%
Ventas de gas.....	2,2	1%	1,3	1%	1,9	1%	42%	-16%
Otros ingresos operacionales.....	15,4	6%	19,2	7%	23,1	8%	20%	50%
Total ingresos operacionales.....	240,2	100%	258,8	100%	271,7	100%	5%	13%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.691	72%	1.600	74%	1.631	74%	2%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	476	20%	476	22%	479	22%	1%	1%
Ventas de energía al mercado spot.....	168	7%	88	4%	82	4%	-6%	-51%
Total ventas de energía.....	2.336	100%	2.164	100%	2.192	100%	1%	-6%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	96,1		113,5		114,0		0%	19%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	92,2		98,0		107,1		9%	16%

(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 segundo trimestre de 2017, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$246,7 millones, aumentando un 4% con respecto al trimestre previo, principalmente debido a las mayores tarifas en el segmento de clientes regulados. Además, hubo mayores ventas físicas a clientes libres, destacándose Chuqui-Gaby, Zaldívar y Lomas Bayas.

En términos interanuales, los clientes libres retrocedieron su demanda, influido por el término del contrato con Cerro Colorado (-75 GWh) y la menor demanda de El Abra. Esta menor demanda estuvo parcialmente compensada por mayor demanda de clientes, tales como Antucoya, Esperanza y El Tesoro, entre otros.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este segundo trimestre a los US\$51,3 millones, con un alza de dos dígitos en comparación con igual trimestre de 2016, como resultado de un mayor precio promedio de venta. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato subió desde niveles de US\$2,05/MMBtu utilizado en el proceso tarifario de abril de 2016 a niveles de US\$3,08/MMBtu, proveniente del proceso tarifario de abril de 2017. En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el alza de 10% en las ventas de este segmento se debió a una mayor tarifa promedio realizada (dado que en diciembre se gatilló un alza en la tarifa).

En el segundo trimestre de 2017, las ventas físicas al mercado spot alcanzaron los 82 GWh, disminuyendo ligeramente respecto al trimestre anterior (88 GWh). Sin embargo, esta cifra representa prácticamente la mitad de lo vendido en igual trimestre del año anterior (168 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.

Durante este segundo trimestre, no ha sido relevante el ítem de ventas de gas, observándose el mismo nivel que tuvo tanto en el trimestre anterior como en 2T2016. La partida más relevante de otros ingresos operacionales está compuesta por peajes, que en este trimestre representaron un 73% del total. Además, incluye partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.).

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	2T 2016		1T 2017		2T 2017		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(74,4)	37%	(88,2)	39%	(87,5)	38%	-1%	18%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(41,0)	20%	(54,7)	24%	(60,3)	26%	10%	47%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(33,3)	16%	(32,3)	14%	(33,0)	14%	2%	-1%
Otros costos directos de la operación	(48,9)	24%	(43,0)	19%	(43,1)	19%	0%	-12%
Total costos directos de ventas.....	(197,6)	97%	(218,3)	97%	(223,9)	97%	3%	13%
Gastos de administración y ventas.....	(5,1)	3%	(8,3)	4%	(7,0)	3%	-15%	37%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,2)	1%	(1,1)	0%	(1,0)	0%	-7%	-17%
Otros ingresos/costos de la operación...	0,6	0%	1,5	-1%	0,6	0%		
Total costos de la operación.....	(203,3)	100%	(226,2)	100%	(231,3)	100%	2%	14%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.749	83%	1.253	81%	1.294	83%	3%	-26%
Gas.....	343	16%	277	18%	234	15%	-15%	-32%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	11	1%	3	0%	11	1%	263%	-5%
Hidro/Solar.....	10	0%	17	1%	13	1%	-21%	27%
Total generación bruta.....	2.114	100%	1.550	100%	1.553	100%	0%	-27%
Menos Consumos propios.....	(162)	-8%	(130)	-8%	(122)	-8%	-6%	-25%
Total generación neta.....	1.952	81%	1.419	63%	1.431	63%	1%	-27%
Compras de energía en el mercado spot.....	468	19%	821	37%	840	37%	2%	79%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.420	100%	2.240	100%	2.271	100%	1%	-6%

La generación bruta de electricidad disminuyó 27% en su comparación interanual, y con mínimas variaciones respecto al trimestre anterior. En cuanto al mix de generación, hubo una menor contribución de Gas, tanto en comparación con trimestre anterior como con el segundo trimestre de 2016. El retroceso en la generación bruta total se atribuye principalmente 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 este segundo trimestre, el ítem de combustibles estuvo prácticamente sin variaciones respecto al trimestre inmediatamente anterior. En la comparación interanual, el ítem de combustibles registró un alza de 18%, aumentando US\$13,1 millones, influenciado tanto por el precio del carbón como por la entrada en vigencia desde el 1 de enero de 2017 de los impuestos verdes. A lo anterior se agrega el mayor uso de cal hidratada para reducir emisiones de gases, debido a que a mediados de 2016 comenzó a utilizarse cal hidratada en las unidades CTM1 y CTM2 del complejo de Mejillones. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por el menor consumo de gas.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$5,5 millones respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por el mayor volumen de energía comprada. 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\$19,3 millones por el mayor volumen de energía comprado.

El costo de la depreciación en este trimestre (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) fue ligeramente mayor que el del trimestre anterior (mantenimiento mayor de la U16) y prácticamente igual que en el 2T2016.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem estuvo plano respecto al trimestre anterior. En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem mostró una mejora de US\$5,8 millones, debido a menores costos en servicios de terceros (programa de eficiencia de la compañía), levemente contrarrestada por mayores peajes por transporte de energía.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) registraron una disminución de US\$1,3 millones respecto al trimestre anterior, debido principalmente a menores gastos en servicios de Tecnologías de la Información (TI) y servicios de terceros. En la comparación interanual se registró un alza de US\$1,9 millones, asociada a una baja base de comparación (reversa de contingencias legales en 2T2016 por US\$2,5 millones).

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, los cuales son de un orden de magnitud relativamente bajo.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)					
	2016			2017		
	1T16	2T16	1S16	1T17	2T17	1S17
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	212,6	222,5	435,1	238,3	246,7	485,0
Costo de combustible.....	(85,9)	(74,4)	(160,3)	(88,2)	(87,5)	(175,7)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(21,0)	(41,0)	(62,0)	(54,7)	(60,3)	(115,0)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	105,7	107,1	212,8	95,3	99,0	194,3
<i>Margen eléctrico</i>	50%	48%	49%	40%	40%	40%

En el segundo trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$3,7 millones respecto al trimestre inmediatamente anterior, aunque se mantuvo a nivel porcentual (40%). Influyeron en el avance, por el lado de los ingresos, un aumento en el volumen de venta física en clientes libres, mejores tarifas en el segmento regulado y mayores ventas al spot, parcialmente contrarrestado por el lado de los costos por un mayor costo de compras en el mercado spot, producto principalmente de un precio promedio 8% más alto. Lo anterior, redundó en un aumento de US\$8,4 millones en ingresos, que pudo compensar los mayores costos por US\$4,7 millones.

En comparación con igual trimestre del año anterior, el margen eléctrico tuvo un retroceso de US\$8,2 millones (US\$24,2 millones de incremento en ingresos y US\$32,3 millones en costos). El alza en el precio de los combustibles, incluyendo el carbón, se tradujo tanto en un aumento de 16% en el precio de venta promedio (111 US\$/MWh versus 95 US\$/MWh) como en un mayor costo de combustible (US\$6,2 millones), a pesar de la menor generación. Respecto de las compras de energía, hubo una disminución de 18% en el precio promedio, acompañado de un aumento del 80% en el volumen comprado. El menor volumen de venta, así como la aplicación de impuestos verdes (US\$3,3 millones) y el mayor uso de cal hidratada en el complejo de Mejillones por la norma de emisiones (US\$1,9 millones) contribuyeron a explicar la disminución del margen eléctrico en comparación con el año anterior.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	2T 2016		1T 2017		2T 2017		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	240,2	100%	258,8	100%	271,7	100%	5%	13%
Total costo de ventas	(197,6)	-82%	(218,3)	-84%	(223,9)	-82%	3%	13%
Ganancia bruta	42,6	18%	40,5	16%	47,8	18%	18%	12%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(5,8)	-2%	(7,9)	-3%	(7,4)	-3%	-6%	28%
Ganancia Operacional	36,9	15%	32,6	13%	40,4	15%	24%	10%
Depreciación y amortización.....	34,5	14%	33,4	13%	34,0	13%	2%	-1%
EBITDA	71,3	29,7%	66,0	25,5%	74,4	27,4%	13%	4%

El EBITDA del segundo trimestre de 2017 llegó a US\$74,4 millones, con un aumento de US\$8,4 millones respecto al trimestre inmediatamente anterior. Sumado al avance de los US\$3,7 millones en el margen eléctrico anteriormente mencionado, hubo mayores ingresos por concepto de peaje y servicios varios.

En la comparación interanual, se registró un aumento de US\$3,1 millones, debido a la disminución de gastos en operación y mantenimiento, dada la implementación de iniciativas de ahorro en servicios y gastos generales, las que pudieron contrarrestar la caída de US\$8,2 millones en el margen eléctrico explicada en el párrafo anterior y la menor base de comparación en Gastos de administración y ventas (reversa de contingencia en 2T2016).

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	2T 2016		1T 2017		2T 2017		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	0,6	0%	1,0	0%	0,9	0%	-10%	44%
Gastos financieros.....	(8,0)	-3%	(4,5)	-2%	(3,3)	-1%	-26%	-59%
Diferencia de cambio.....	0,2	0%	0,3	0%	(1,4)	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	(0,4)	0%	0,7	0%	(0,2)	0%	-136%	-44%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,5	0%	(0,5)	0%	10,1	2%		
Total resultado no operacional	(7,2)	-3%	(2,9)	-1%	6,1	1%		
Ganancia antes de impuesto.....	29,7	13%	29,7	12%	46,4	9%	56%	56%
Impuesto a las ganancias.....	(8,3)	-4%	(7,4)	-3%	(12,5)	-2%	69%	51%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	21,4	9%	22,2	9%	33,9	6%	52%	59%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	21,6	9%	19,7	8%	31,5	6%	60%	46%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	(0,2)	0%	2,6	1%	2,4	0%	-6%	
Utilidad (pérdida) del ejercicio	21,6	9%	19,7	8%	31,5	6%	60%	46%
Ganancia por acción	0,020	0%	0,019	0%	0,030	0%		

En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el gasto financiero disminuyó US\$1,2 millones debido principalmente al mayor ritmo de activación de intereses en el proyecto IEM. En tanto, a nivel interanual se observa una reducción de US\$4,7 millones en este ítem, producto de la activación de intereses.

La diferencia de cambio alcanzó una ligera pérdida US\$1,4 millones en el trimestre, asociado a pasivos en pesos chilenos y en euros, que se compara desfavorablemente con la ganancia de cambio de US\$0,3 millones registrada el trimestre anterior. La comparación con igual periodo del año anterior también resulta desfavorable

debido al efecto positivo de cuentas por cobrar en pesos a TEN que estaban vigentes al 30 de junio de 2016 y que ya fueron pagadas. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen 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 este primer trimestre se apreció una leve pérdida, producto principalmente de variaciones de tipo de cambio (gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados). A nivel interanual, el ítem de utilidades de asociadas resulta favorable, aunque su monto no es relevante.

Los otros ingresos no operacionales netos de este segundo trimestre fueron marcados por el recupero parcial del seguro de la unidad 16 (US\$10,0 millones), lo cual se compara positivamente con los prácticamente nulos ingresos por este ítem tanto en el trimestre anterior, como en igual periodo del año anterior.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2017 es de 25,5% en tanto para 2016 fue de un 24,0%.

En el segundo trimestre de 2017, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$31,5 millones, que se compara favorablemente con el trimestre anterior, apoyado tanto por un mejor resultado de la operación, como por el factor no operacional del recupero del seguro de la unidad 16. Hubo un mayor impuesto a las ganancias por US\$5,1 millones.

La comparación con el segundo trimestre del año anterior resulta también positiva. Hubo una mayor contribución del resultado de la operación (US\$3,5 millones), como también un menor costo financiero (US\$4,7 millones) y la influencia del recupero del seguro de la unidad 16. Ante el mayor resultado antes de impuesto y la nueva tasa impositiva, hubo un mayor impuesto a las ganancias por US\$4,2 millones.

Primer semestre de 2017 comparado con el primer semestre de 2016

Ingresos operacionales

Información a Junio 2017 (en millones de US\$)

	1S 2016		1S 2017		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	322,5	74%	368,6	76%	46,1	14%
Ventas a clientes regulados.....	91,6	21%	98,0	20%	6,5	7%
Ventas al mercado spot.....	21,0	5%	18,3	4%	-2,7	-13%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	435,1	92%	485,0	91%	49,9	11%
Ventas de gas.....	2,4	1%	3,2	1%	0,8	36%
Otros ingresos operacionales.....	33,6	7%	42,3	8%	8,6	26%
Total ingresos operacionales.....	471,1	100%	530,4	100%	59,3	13%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	3.428	73%	3.232	74%	-196	-6%
Ventas de energía a clientes regulados.....	959	21%	955	22%	-4	0%
Ventas de energía al mercado spot.....	277	6%	170	4%	-107	-39%
Total ventas de energía.....	4.664	100%	4.357	100%	-307	-7%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	92,7		113,8		21,0	23%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	95,4		102,6		7,2	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 primer semestre de 2017, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$485,0 millones, con un alza de 11%, dada la indexación de las tarifas al precio de los combustibles. Como referencia, el precio internacional del carbón europeo subió un 51% entre el promedio del primer semestre de 2016 y el primer semestre de 2017; nivel similar al experimentado por el índice Henry Hub en dicho periodo (47%). En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – aumentaron levemente las ventas de energía a clientes libres en desmedro tanto de ventas a clientes regulados como ventas al spot.

Las ventas físicas cayeron en un 7%, tanto por clientes libres como ventas al spot. A nivel de clientes libres, el leve retroceso fue producto del término de contrato con Cerro Colorado y SQM y de la disminución de demanda de El Abra y Codelco, parcialmente compensada por la mayor demanda de Antucoya, Esperanza y El Tesoro, principalmente.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$98,0 millones, con un alza de 7% en comparación con igual semestre de 2016, como resultado de un mayor precio promedio de venta. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato tuvo dos referencias en el primer semestre del 2016, a saber, US\$2,80/MM BTU y US\$2,05/MM BTU, las cuales aumentaron en noviembre de 2016 y abril del presente año a US\$2,52/MM BTU y US\$3,08/MM BTU, respectivamente.

En términos físicos, las ventas al mercado spot retrocedieron 39%. 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.

El ítem ventas de gas tuvo una baja contribución, aunque ligeramente mayor a la del periodo anterior. La partida más relevante de otros ingresos operacionales está compuesta por peajes que representaron cerca del 74% del total de este ítem. Además, estos ingresos incluyen partidas de servicios portuarios, derechos de conexión y otros.

Costos operacionales

Información a Junio 2017 (en millones de US\$)

	<u>1S 2016</u>		<u>1S 2017</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Costos de la operación						
Combustibles.....	(160,3)	40%	(175,7)	38%	15,4	10%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(62,0)	16%	(115,0)	25%	53,0	86%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(67,1)	17%	(65,4)	14%	-1,7	-3%
Otros costos directos de la operación	(94,7)	24%	(86,1)	19%	-8,6	-9%
Total costos directos de ventas.....	(384,1)	97%	(442,2)	97%	58,1	15%
Gastos de administración y ventas.....	(11,9)	3%	(15,4)	3%	3,4	29%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,8)	0%	(2,1)	0%	0,3	17%
Otros ingresos/costos de la operación...	(0,1)	0%	2,1	0%		
Total costos de la operación.....	(397,9)	100%	(457,5)	100%	59,6	15%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.642	80%	2.548	82%	-1.094	-30%
Gas.....	842	19%	511	16%	-331	-39%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	18	0%	14	0%	-4	-23%
Hidro/Solar.....	22	0%	30	1%	7	33%
Total generación bruta.....	4.524	100%	3.102	100%	-1.422	-31%
Menos Consumos propios.....	(353)	-8%	(252)	-8%	100	-28%
Total generación neta.....	4.172	87%	2.850	63%	-1.322	-32%
Compras de energía en el mercado spot.....	646	13%	1.661	37%	1.015	157%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	4.817	100%	4.511	100%	-307	-6%

La entrada en el sistema de complejos térmicos eficientes (Cochrane y Kelar, principalmente) se tradujo en una importante disminución en nuestra generación bruta de electricidad.

El alza en los precios internacionales de combustibles implicó un aumento de 10% (US\$15,4 millones) en la partida de combustibles en comparación con igual periodo del año anterior, pese a la menor generación. El incremento se explica principalmente por el ítem carbón y la entrada en vigencia de los impuestos verdes, junto con el mayor uso de cal hidratada en Mejillones (que no estuvo presente en el 1S2016). Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por el menor costo de GNL.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró un aumento de 86%, dado el mayor volumen de energía comprada (+157%), pero con un costo promedio 28% más bajo.

El costo de la depreciación (excluida la depreciación en el GAV) disminuyó US\$1,7 millones, debido a una baja de activos de la unidad 16 registrada en diciembre de 2016 y a la baja de activos de la central Tamaya que dejó de depreciarse en marzo de 2016.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenimiento y costos de ventas de combustibles. Este ítem tuvo una disminución de US\$8,1 millones, apoyado por diversas iniciativas de ahorro (renegociaciones de contratos, pólizas de seguro, etc), como también por menores gastos en manejo de carbón y descarga de naves.

Los gastos de administración y ventas presentaron un incremento de US\$ 3,4 millones debido a la menor base de comparación (reversa de contingencia judicial en 1S2016), la reorganización de equipos de trabajo y la apreciación de 4,3% del peso chileno en el semestre (660 CLP/USD en 1S17 v/s 690 en 1S16). El menor gasto en servicios TI, viajes, asesorías y proyectos, en el marco del plan de eficiencia que ha implementado la compañía, contrarrestaron parcialmente este aumento.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, prestación de servicios, arriendos de oficinas y el reconocimiento proporcional del resultado de TEN.

Resultado operacional

Información a Junio 2017 (en millones de US\$)

EBITDA	1S 2016		1S 2017		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	471,1	100%	530,4	100%	59,3	13%
Total costo de ventas	(384,1)	82%	(442,2)	83%	58,1	15%
Ganancia bruta.....	87,0	18%	88,3	17%	1,3	1%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(13,8)	3%	(15,3)	3%	1,5	11%
Ganancia Operacional.....	73,2	16%	73,0	14%	-0,2	0%
Depreciación y amortización.....	68,9	15%	67,4	13%	-1,4	-2%
EBITDA.....	142,0	30,2%	140,4	26,5%	-1,6	-1%

El EBITDA del primer semestre de 2017 alcanzó los US\$140,4 millones, con un ligero retroceso de 1% comparado a igual periodo del año anterior. Como anteriormente se explicó, hubo una caída en el margen eléctrico de la compañía a nivel semestral (US\$18,6 millones), lo que fue contrarrestado por menores costos directos de la operación (US\$8,6 millones) y mayores otros ingresos (principalmente peajes), redundando en un leve avance en la ganancia bruta. Un mayor GAV (dada la baja base de comparación), inclinó la balanza.

Resultados financieros

Información a Junio 2017 (en millones de US\$)

	<u>1S 2016</u>		<u>1S 2017</u>		<u>Variación</u>	
	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>% Ingresos</u>	<u>Monto</u>	<u>%</u>
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	1,2	0%	1,9	0%	0,7	58%
Gastos financieros.....	(15,8)	-3%	(7,8)	-1%	8,1	-51%
Diferencia de cambio.....	1,0	0%	(1,1)	0%	-2,1	
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	53,5	11%	0,4	0%	-53,1	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	179,7	38%	9,6	2%	-170,1	
Total resultado no operacional	219,6	47%	3,1	1%		
Ganancia antes de impuesto.....	292,8	62%	76,1	14%	-216,7	-74%
Impuesto a las ganancias.....	(58,1)	-12%	(20,0)	-4%	38,1	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	234,7	50%	56,1	11%	-178,6	-76%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	233,6	50%	51,2	10%	-182,4	-78%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	1,1	0%	5,0	1%	3,8	336%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	233,6	50%	51,2	10%	-182,4	-78%
Ganancia por acción.....	0,222	0%	0,049	0%		

El ingreso financiero tuvo un leve aumento debido al alza en las tasas de interés y a anticipos de pago a algunos proveedores.

El gasto financiero disminuyó en US\$8,1 millones debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$1,1 millones en el semestre, lo que se compara negativamente con el periodo anterior, influido por algunas deudas a proveedores en monedas distintas al dólar.

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), este semestre se registra una ligera utilidad. La base de comparación resulta abultada por el reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN en 2016.

Este semestre los otros ingresos no operacionales netos alcanzaron los US\$9,6 millones, debido al reconocimiento parcial del recupero del seguro asociado al siniestro de la unidad 16. En tanto en 2016, esta partida incluyó importantes efectos no recurrentes, principalmente por la venta del 50% de las acciones de TEN.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2017 es de un 25,5%, en tanto que para 2016 fue de 24%.

En el primer semestre de 2017, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$51,2 millones, lo que compara negativamente con la utilidad del primer semestre de 2016 por los efectos extraordinarios ocurridos en el periodo anterior. Eliminando los efectos no recurrentes, la utilidad neta del primer semestre de 2017 habría alcanzado los US\$43,7 millones, un aumento de 5% versus US\$41,8 millones en 1S2016, debido a un similar EBITDA y un menor costo financiero.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de junio de 2017, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$92,9 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

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

Estado de flujo de efectivo	2016	2017
Flujos de caja netos provenientes de la operación	106,9	121,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	126,2	(284,8)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(91,2)	(21,1)
Cambio en el efectivo	141,8	(184,9)

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer semestre de 2017, el flujo de caja neto proveniente de la operación incluyó US\$188,3 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$49,9 millones) y de pagos de intereses (US\$17,4 millones) alcanzaron los US\$121,0 millones. Cabe notar que los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$19,6 millones, de los cuales US\$2,2 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer semestre de 2017, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$284,8 millones, principalmente por las inversiones en activos fijos (US\$269,4 millones) y aportes a TEN (US\$16,8 millones). En el primer semestre de 2016, en cambio, los flujos de las actividades de inversión fueron positivos producto de la venta de activos (50% de TEN y la subestación convertidora de SQM).

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2017 y 2016 ascendieron a US\$269,4 millones y US\$135,8 millones, respectivamente. En el 1S2017 las inversiones en activos fijos incluyeron US\$212,9 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$23,8 millones en el nuevo puerto y US\$32,7 millones en mantenciones mayores de equipos de transmisión y generación, mejoras ambientales y otros.

(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.

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

CAPEX	2016	2017
CTA	1,0	0,6
CTA (Nuevo Puerto).....	32,3	23,8
CTH	0,1	0,4
IEM.....	77,4	212,9
Mantenión mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	1,6	16,1
Mejoras Medioambientales	1,6	0,1
Planta Solar.....	6,5	-
Mantenión mayor líneas y equipos de transmisión	5,3	11,0
Otros.....	10,1	4,5
Total inversión en activos fijos	135,8	269,4

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El flujo relacionado con actividades financieras durante el primer semestre de 2017 se compone de un único ítem, pago de dividendos, por un total de US\$21,1 millones, de los cuales US\$8,4 millones fueron pagados al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH) y US\$12,7 millones pagados por EECL.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de junio de 2017:

Obligaciones Contractuales al 30/06/17
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	-	400,0	350,0
Costo financiero diferido.....	(20,1)	(2,2)	(3,8)	(2,6)	(11,5)
Intereses devengados.....	16,9	16,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	0,2	0,2	0,1	-	-
Total	747,1	14,9	(3,7)	397,4	338,5

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.

En diciembre de 2014 con el objetivo de fortalecer la liquidez de la compañía durante la fase inicial del plan de inversiones 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), pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. En junio de 2017, la compañía procedió a cancelar anticipadamente esta línea que vencía originalmente en diciembre de 2017.

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 30 de junio de 2017, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 25 de abril de 2017 consiste en distribuir durante el curso de cada ejercicio, a lo menos, el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la ley y los estatutos sociales. Asimismo, en la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la Sociedad, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a la aprobación del Directorio, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

Asimismo, en la Junta Ordinaria de Accionistas anteriormente mencionada, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016 la cantidad de US\$12.849.087,20, correspondiendo un dividendo de US\$0,012198773 por acción, pagadero el día 18 de mayo de 2017, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 15 de mayo.

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
18 de mayo de 2017	Final (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesto a una serie de factores de riesgo que pueden impactar el desempeño y la condición financiera de la entidad, y que son monitoreados periódicamente.

EECL tiene procedimientos de Gestión de Riesgos establecidos, donde se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de una matriz de riesgos. Adicionalmente, se ha formalizado un Comité de Riesgos y Seguros que es responsable por la revisión, análisis y aprobación de la matriz de riesgos, además de proponer medidas de mitigación. La matriz de riesgos es actualizada y revisada trimestralmente, y el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente. Toda la gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de EECL en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

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 prevaleciente 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, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio ese encuentra 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. 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 se encuentra acotado al período de reajuste. 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, todas estas deudas fueron pagadas el 16 de diciembre de 2016.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de junio de 2017, 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 30 de Junio de 2017

Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021 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

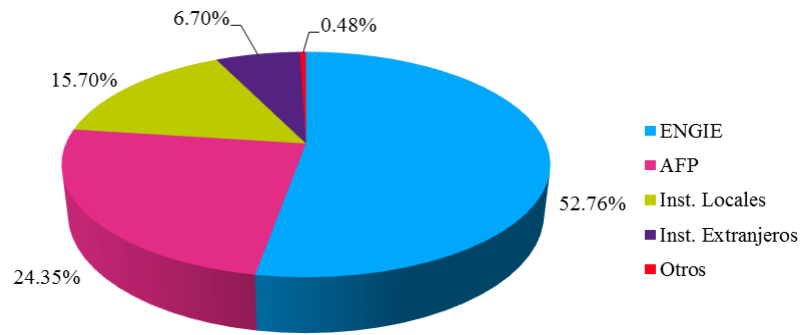
Riesgo de crédito

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 30 DE JUNIO DE 2017

N° de accionistas: 1.838



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)					
	2016			2017		
	<u>1T16</u>	<u>2T16</u>	<u>1S16</u>	<u>1T17</u>	<u>2T17</u>	<u>1S17</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.737	1.691	3.428	1.600	1.631	3.232
Ventas de energía a clientes regulados	483	476	959	476	479	955
Ventas de energía al mercado spot	109	168	277	88	82	170
Total ventas de energía.....	2.328	2.336	4.664	2.164	2.192	4.357
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.893	1.749	3.642	1.253	1.294	2.548
Gas.....	499	343	842	277	234	511
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	11	18	3	11	14
Hidro/ Solar.....	12	10	22	17	13	30
Total generación bruta.....	2.411	2.114	4.524	1.550	1.553	3.102
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(191)</i>	<i>(162)</i>	<i>(353)</i>	<i>(130)</i>	<i>(122)</i>	<i>(252)</i>
Total generación neta.....	2.220	1.952	4.172	1.419	1.431	2.850
Compras de energía en el mercado spot	178	468	646	821	840	1.661
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.397	2.420	4.817	2.240	2.271	4.511

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T16	2T16	1S16	1T17	2T17	1S17
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	47,7	43,9	91,6	46,7	51,3	98,0
Ventas a clientes no regulados.....	156,7	165,9	322,5	184,4	184,2	368,6
Ventas al mercado spot y ajustes.....	8,2	12,8	21,0	7,1	11,2	18,3
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	212,6	222,5	435,1	238,3	246,7	485,0
Ventas de gas.....	0,1	2,2	2,4	1,3	1,9	3,2
Otros ingresos operacionales.....	18,2	15,4	33,6	19,2	23,1	42,3
Total ingresos operacionales.....	230,9	240,2	471,1	258,8	271,7	530,4
Costos de la operación						
Combustibles.....	(85,9)	(74,4)	(160,3)	(88,2)	(87,5)	(175,7)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(21,0)	(41,0)	(62,0)	(54,7)	(60,3)	(115,0)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,8)	(33,3)	(67,1)	(32,3)	(33,0)	(65,4)
Otros costos directos de la operación	(45,8)	(48,9)	(94,7)	(43,0)	(43,1)	(86,1)
Total costos directos de ventas.....	(186,5)	(197,6)	(384,1)	(218,3)	(223,9)	(442,2)
Gastos de administración y ventas.....	(6,8)	(5,1)	(11,9)	(8,3)	(7,0)	(15,4)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	(1,2)	(1,8)	(1,1)	(1,0)	(2,1)
Otros ingresos de la operación.....	(0,7)	0,6	(0,1)	1,5	0,6	2,1
Total costos de la operación.....	(194,6)	(203,3)	(397,9)	(226,2)	(231,3)	(457,5)
Ganancia operacional.....	36,3	36,9	73,2	32,6	40,4	73,0
EBITDA.....	70,7	71,3	142,0	66,0	74,4	140,4
Ingresos financieros.....	0,6	0,6	1,2	1,0	0,9	1,9
Gastos financieros.....	(7,8)	(8,0)	(15,8)	(4,5)	(3,3)	(7,8)
Diferencia de cambio.....	0,8	0,2	1,0	0,3	(1,4)	(1,1)
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	53,9	(0,4)	53,5	0,7	(0,2)	0,4
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	179,3	0,5	179,7	(0,5)	10,1	9,6
Total resultado no operacional	226,8	(7,2)	219,6	(2,9)	6,1	3,1
Ganancia antes de impuesto.....	263,1	29,7	292,8	29,7	46,4	76,1
Impuesto a las ganancias.....	(49,8)	(8,3)	(58,1)	(7,4)	(12,5)	(20,0)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	213,3	21,4	234,7	22,2	33,9	56,1
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	212,0	21,6	233,6	19,7	31,5	51,2
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	1,3	(0,2)	1,1	2,6	2,4	5,0
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	212,0	21,6	233,6	19,7	31,5	51,2
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,201	0,020	0,222	0,019	0,030	0,049

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2016	2017
	Diciembre	Junio
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	278,8	92,9
Otros activos financieros corrientes	2,7	2,5
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	104,6	139,4
Impuestos por recuperar	36,1	20,6
Inventarios corrientes	177,1	160,4
Otros activos no financieros corrientes	34,8	12,9
Total activos corrientes	634,2	428,6
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.206,8	2.365,1
Otros activos no corrientes	472,1	478,1
TOTAL ACTIVO	3.313,1	3.271,9
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	17,4	17,1
Otros pasivos corrientes	274,8	201,5
Total pasivos corrientes	292,2	218,6
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	731,4	730,0
Otros pasivos de largo plazo	283,3	282,9
Total pasivos no corrientes	1.014,7	1.012,9
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.922,5	1.957,9
Participaciones no controladoras	83,6	82,4
Patrimonio	2.006,2	2.040,3
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.313,1	3.271,9

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

ANEXO 2
INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-16	jun-17	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,17	1,96	-10%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,56	1,23	-22%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	342,0	210,0	-39%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,65	0,60	-7%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	10,66	15,18	42%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,63	2,64	0%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,65	2,31	40%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	13,3%	3,7%	-72%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	7,7%	2,2%	-71%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 6M17

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de junio de 2017, el día jueves 27 de julio de 2017 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (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: 10108667. La repetición estará disponible hasta el día 8 de agosto de 2017.