

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$66 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$20 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2017.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$66,0 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO, INFLUENCIADO POR UN MAYOR COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA Y LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LOS IMPUESTOS VERDES. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DEL PRIMER TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$19,7 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$258,8 millones en el primer trimestre de 2017, aumentando 12% en comparación con igual trimestre 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 trimestre de 2017 llegó a los US\$66,0 millones, un retroceso de 7% (US\$4,7 millones), producto principalmente de mayores costos por compras de energía, el inicio de los impuestos verdes y mayores costos de reducción de emisiones. El alza de precios de los combustibles, la intermitencia en la producción de energía por la mayor penetración de renovables y la menor demanda por la huelga de Minera Escondida, causaron un alza y mayor volatilidad en el costo marginal del sistema, el que fue, en promedio, un 22% superior al del primer trimestre de 2016, impactando los costos de compras de energía.
- **La utilidad neta** del primer trimestre de 2017 alcanzó US\$19,7 millones, la cual tiene una alta base de comparación, debido a ingresos no recurrentes en 2016 (venta del 50% de las acciones de TEN). Aislado efectos no recurrentes, la utilidad del primer trimestre de 2017 cayó 2,5% respecto a igual periodo de 2016.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T16	1T17	Var %
Total ingresos operacionales	230,9	258,8	12%
Ganancia operacional	36,3	32,6	-10%
EBITDA	70,7	66,0	-7%
Margen EBITDA	30,6%	25,5%	-5,1 pp
Total resultado no operacional	226,8	(2,9)	
Ganancia después de impuestos	213,3	22,2	-90%
Ganancia atribuible a los controladores	212,0	19,7	-91%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,3	2,6	90%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,201	0,019	
Ventas de energía (GWh)	2.328	2.194	-6%
Generación neta de energía (GWh)	2.220	1.392	-37%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	178	821	362%
Costo marginal promedio (US\$/MWh)	48,8	59,5	22%

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 31 de marzo 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
PRIMER TRIMESTRE DE 2017	3
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	3
ANTECEDENTES GENERALES	5
Costos Marginales	5
Sobrecostos	6
Precios de Combustibles	6
Generación	7
Primer trimestre de 2017 comparado con el cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2016	9
Ingresos operacionales	9
Costos operacionales	10
Margen Eléctrico	11
Resultado operacional	12
Resultados financieros	13
Ganancia neta	13
Liquidez y recursos de capital	14
Flujos de caja provenientes de la operación	14
Flujos de caja usados en actividades de inversión	14
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	15
Obligaciones contractuales	15
Política de dividendos	16
Política de Gestión de Riesgos Financieros	16
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles	17
Riesgo de tipos de cambio de monedas	17
Riesgo de tasa de interés	17
Riesgo de crédito	18
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de MARZO de 2017	19
ANEXO 1	20
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	20
Ventas Físicas	20
Estados de Resultados Trimestrales	21
Balance	22
ANEXO 2	23
INDICADORES FINANCIEROS	23
CONFERENCIATELEFONICA 3M17	23

HECHOS DESTACADOS

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:** Este 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 31 de marzo 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. 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 de acuerdo al programa de obras. El montaje de los partes de presión de la caldera y la instalación de los equipos mecánicos y de bombeo ya comenzaron de acuerdo a las fechas establecidas. Se espera que esta planta entre en operaciones a inicios del tercer trimestre de 2018, con una inversión estimada de US\$896 millones (sin el puerto), de la que al 31 de marzo de 2017 se había desembolsado un total de US\$442 millones sin contar los intereses activados en el proyecto. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 71%.
- 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\$79 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 68% y se espera que esté listo para realizar las pruebas de carga en septiembre 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 86% a fines de marzo. Respecto las subestaciones, las obras civiles están en la última fase y el montaje de las subestaciones presentan distintos grados de avance. Durante marzo, se inició la fase del comisionamiento con las pruebas de equipos principales en la subestación Los Changos. Asimismo, las torres se encuentran mayoritariamente montadas (1.241 de las 1.355) y el progreso

del tendido del cable conductor corresponde a 932 torres. 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\$579 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 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. 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 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. 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				Costo Promedio de Operación (SING)			
(En US\$/MWh)				(En US\$/MWh)			
<u>Periodo</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>	<u>Periodo</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>
			<u>Año c/A</u>				<u>Año c/A</u>
1T	48,8	59,5	22%	1T	34,3	42,3	23%
Enero	48,5	61,0	26%	Enero	35,2	41,5	18%
Febrero	48,4	60,1	24%	Febrero	35,8	43,6	22%
Marzo	49,6	57,4	16%	Marzo	31,9	41,8	31%
2T	70,3			2T	37,0		
3T	65,2			3T	35,9		
4T	62,8			4T	37,8		
Año	61,8	59,5	-4%	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

Durante este primer trimestre, una importante caída de demanda producto de la huelga de Minería Escondida, implicó una configuración base del sistema con menos centrales carboneras. Además, se observó que las desviaciones del programa de generación durante la noche o durante mantenciones o fallas de centrales gatillaron un despacho más frecuente de motores Fuel Oil/Diesel, aumentando principalmente el costo marginal y no así el costo medio de operación.

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 1T 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 durante abril. Además, la Norma Técnica introdujo un cambio en las potencias máximas despachables de las unidades 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.

Sobrecostos

Sobrecostos

(En millones de US\$)

<u>Periodo</u>	<u>2016</u>		<u>2017</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	9,4	4,8	6,2	3,2	-34%	-32%
Enero	4,0	2,0	3,1	1,6	-21%	-21%
Febrero	3,3	1,7	1,7	1,0	-47%	-41%
Marzo	2,1	1,1	1,3	0,6	-39%	-40%
2T	13,6	4,5				
3T	8,9	3,9				
4T	10,1	4,9				
Año	42,1	18,2	6,2	3,2	-85%	-82%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2017 los sobrecostos del sistema disminuyeron 32% interanualmente, totalizando US\$6,2 millones.

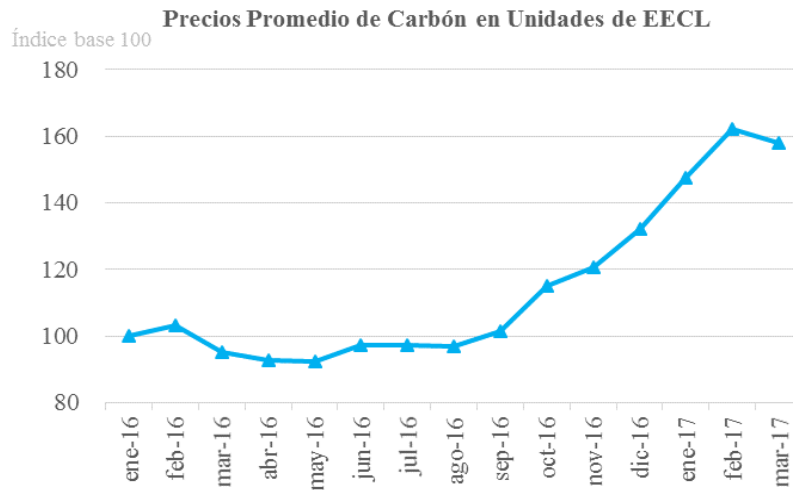
Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u>	<u>2016</u>	<u>2017</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	33,4	51,7	55%	34,5	54,0	57%	1,99	3,02	51%	39,3	66,0	68%
2T	45,5			46,0			2,15			48,3		
3T	44,9			45,8			2,88			58,8		
4T	49,2			50,1			3,04			67,9		
Año	43,3	51,7	19%	44,1	54,0	23%	2,52	3,02	20%	53,6	66,0	23%

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.



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 trimestre mostró un alza respecto al cuarto trimestre de 2016 del orden del 27% en promedio. Esto dista de la tendencia mostrada en el precio internacional de este combustible, influido tanto por el desfase temporal producto del transporte como por las fórmulas del precio de compra.

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		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	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%	1.313	7%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.467	100%

Tipo de Combustible	2017	
	1T 2017	% of total
Carbón	3.344	78%
GNL	413	10%
Diesel / Petróleo pesado	35	1%
Renovable	477	11%
Total generación bruta SING	4.269	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 diesel/petróleo a tan sólo 1%.

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

Generación por Empresa (en GWh)

2016

Empresa	1T 2016		2T 2016		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total
AES Gener	1.661	34%	1.968	40%	2.158	44%	2.203	46%	7.990	41%
EECL (con CTH al 100%)	2.411	49%	2.114	43%	2.082	43%	1.854	38%	8.460	43%
Enel Generación	550	11%	490	10%	161	3%	172	4%	1.373	7%
Otros	265	5%	316	6%	464	10%	599	12%	1.643	8%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.467	100%

2017

Empresa	1T 2017	
	GWh	% del total
AES Gener	1.990	47%
EECL (con CTH al 100%)	1.550	36%
Enel Generación	128	3%
Otros	601	14%
Total generación bruta SING	4.269	100%

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, 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.

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 pasado 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 intermedios para los periodos de 3 meses finalizados al 31 de marzo 2017 y 31 de marzo 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

Primer trimestre de 2017 comparado con el cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2016

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T 2016		4T 2016		1T 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.....	156,7	74%	167,9	74%	184,4	77%	10%	18%
Ventas a clientes regulados.....	47,7	22%	43,3	19%	46,7	20%	8%	-2%
Ventas al mercado spot.....	8,2	4%	14,4	6%	7,1	3%	-50%	-13%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	212,6	92%	225,7	90%	238,3	92%	6%	12%
Ventas de gas.....	0,1	0%	4,2	2%	1,3	1%	-69%	934%
Otros ingresos operacionales.....	18,2	8%	19,7	8%	19,2	7%	-3%	5%
Total ingresos operacionales.....	230,9	100%	249,6	100%	258,8	100%	4%	12%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.737	75%	1.682	75%	1.604	73%	-5%	-8%
Ventas de energía a clientes regulados.....	483	21%	471	21%	503	23%	7%	4%
Ventas de energía al mercado spot.....	109	5%	102	5%	88	4%	-14%	-19%
Total ventas de energía.....	2.328	100%	2.255	100%	2.194	100%	-3%	-6%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	89,4		102,2		113,3		11%	27%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	98,7		92,0		92,8		1%	-6%

(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 trimestre de 2017, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$238,3 millones, aumentando un 6% 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. Estos mayores precios en el segmento de clientes libres compensaron la baja de 78 GWh en las ventas físicas. Como es habitual en el primer trimestre de cada año, se pudo observar una disminución en la demanda de algunos clientes incluyendo Chuquicamata, Gaby, El Abra, R. Tomic, y Minera Centinela.

En términos interanuales, los clientes libres retrocedieron su demanda 9%. En efecto, nuestra venta a clientes libres cayó en 133 GWh producto del término de los contratos con Cerro Colorado (-63 GWh) y SQM (-31 GWh) y de la menor demanda de minas tales como El Abra que hicieron ajustes a sus planes de producción después del primer trimestre de 2016. 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 primer trimestre a los US\$46,7 millones, con una baja de 2% en comparación con igual trimestre de 2016, como resultado de un precio promedio de venta levemente menor. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde niveles de

US\$2,80/MMBtu utilizado en el 1T de 2016 a niveles de US\$2,52/MMBtu usado en el primer trimestre de 2017. En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el alza de 7,7% en las ventas de este segmento se debió a una mayor tarifa promedio realizada explicada por el aumento de tarifa aplicable en diciembre de 2016.

En el primer trimestre de 2017, las ventas físicas al mercado spot de nuestra filial CTA alcanzaron el 100% de nuestras ventas a este segmento (88 GWh), disminuyendo ligeramente respecto al trimestre anterior (102 GWh) y con respecto igual trimestre del año anterior (109 GWh), debido al mantenimiento de la central a partir del 10 de marzo. 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 primer trimestre, no ha sido relevante el ítem de ventas de gas, lo que se compara desfavorablemente con 4T2016. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes, que en este trimestre representaron un 76% del total. Además incluye partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc).

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	1T 2016		4T 2016		1T 2017		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(85,9)	44%	(79,6)	36%	(88,2)	39%	11%	3%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(21,0)	11%	(38,4)	18%	(54,7)	24%	42%	161%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(33,8)	17%	(34,3)	16%	(32,3)	14%	-6%	-4%
Otros costos directos de la operación	(45,8)	24%	(57,4)	26%	(43,0)	19%	-25%	-6%
Total costos directos de ventas.....	(186,5)	96%	(209,8)	96%	(218,3)	97%	4%	17%
Gastos de administración y ventas.....	(6,8)	3%	(10,5)	5%	(8,3)	4%	-20%	22%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	0%	(1,6)	1%	(1,1)	0%	-33%	90%
Otros ingresos/costos de la operación...	(0,7)	0%	2,7	-1%	1,5	-1%		
Total costos de la operación.....	(194,6)	100%	(219,1)	100%	(226,2)	100%	3%	16%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.893	79%	1.651	89%	1.253	81%	-24%	-34%
Gas.....	499	21%	183	10%	277	18%	51%	-45%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	0%	4	0%	3	0%	-32%	-55%
Hidro/Solar.....	12	0%	16	1%	17	1%	4%	39%
Total generación bruta.....	2.411	100%	1.854	100%	1.550	100%	-16%	-36%
Menos Consumos propios.....	(191)	-8%	(160)	-9%	(157)	-10%	-2%	-18%
Total generación neta.....	2.220	93%	1.694	73%	1.392	63%	-18%	-37%
Compras de energía en el mercado spot.....	178	7%	637	27%	821	37%	29%	362%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.397	100%	2.331	100%	2.213	100%	-5%	-8%

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 un mayor volumen de gas disponible, reflejándose en un aumento en la generación con este combustible. 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. Además, este primer trimestre hubo una demanda global más baja, producto de la huelga en Minera Escondida, resultando en una importante caída (36%) en la generación bruta respecto a igual trimestre del año anterior. Con respecto al cuarto trimestre, la variación fue menos significativa, con una caída de 18% en la generación bruta.

En este primer trimestre, el ítem de combustibles tuvo un incremento con respecto al trimestre inmediatamente anterior, resultado de un mayor costo en el ítem GNL (asociado a una mayor generación) y de la inclusión de los impuestos verdes, levemente contrarrestado por un menor costo en la subcomponente carbón y cal hidratada, dada la menor generación en base a este combustible. En la comparación interanual, el ítem de

combustibles registró una leve alza de 3%, aumentando US\$2,3 millones. Para efectos de comparación interanual, también influyó la entrada en vigencia el 01 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, que significó menores costos de US\$6,9 millones.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$16,3 millones respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por el mayor volumen de energía comprada y, en menor medida, por un mayor costo marginal en la energía comprada. Como se dijo anteriormente, este trimestre tuvo una configuración diferente, dada la huelga de Minera Escondida. El sistema tenía bajos niveles de reserva, por lo que cualquier desviación del programa durante la noche gatillaba el encendido de motores Fuel Oil/Diésel. 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\$33,7 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 más bajo que el del trimestre anterior y el de igual trimestre del año anterior.

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 tuvo una importante disminución en comparación con el trimestre anterior (-25%), debido a que en el 4T16 se registraron mayores costos asociados a planes de retiro de personal de planta. En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem mostró una leve caída, compuesta por una disminución en los costos de venta de carbón y de transporte de gas, parcialmente compensada por mayores peajes por transporte de energía.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) registraron un retroceso de US\$2,1 millones respecto al trimestre anterior, debido principalmente a menores gastos de proyectos en desarrollo. En la comparación interanual se registró un alza de US\$1,5 millones, asociado principalmente a un mayor gasto en servicio de mantenimiento de sistemas (tecnología) y a efectos de fluctuaciones en los tipos de cambio peso-dólar.

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\$)					2017
	2016					2017
	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16	1T17
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	212,6	222,5	217,3	225,7	878,1	238,3
Costo de combustible.....	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(79,6)	(315,3)	(88,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(38,4)	(132,9)	(54,7)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	105,7	107,1	109,4	107,6	429,9	95,3
<i>Margen eléctrico</i>	50%	48%	50%	48%	49%	40%

En el primer trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución con respecto al trimestre inmediatamente anterior, tanto de nivel (US\$-12,3 millones), como de margen porcentual, llegando al 40%. Influyeron en este retroceso, por el lado de los ingresos, una disminución en el volumen de venta física (-5%) y, por el lado de los costos, un mayor costo de compras en el mercado spot, resultado, tanto de un mayor nivel de compras físicas (+29%), como de un precio promedio 10% más alto. Lo anterior, junto al impacto neto de los impuestos verdes (US\$3,5 millones), redundó en un aumento de US\$24,9 millones en los costos, que no alcanzó a ser compensado con el mayor precio promedio de venta que resultó en mayores ingresos de US\$12,6 millones.

En comparación con igual trimestre del año anterior, el margen eléctrico tuvo un retroceso de US\$10,4 millones (US\$25,7 millones de incremento en ingresos y US\$36,1 millones en costos). Hubo un aumento de 22% en

el precio de venta promedio (109 US\$/MWh versus 91 US\$/MWh), levemente contrarrestado por un menor volumen de venta. Por el lado de costos, si bien hubo una disminución de 44% en el precio promedio de las compras de energía, estas más que cuadruplicaron su volumen (GWh). El efecto sobre el margen eléctrico de la aplicación de impuestos verdes y el mayor uso de cal hidratada en el complejo de Mejillones por la nueva norma de emisiones se estima en unos US\$3,7 millones.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	1T 2016		4T 2016		1T 2017		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	230,9	100%	249,6	100%	258,8	100%	4%	12%
Total costo de ventas	(186,5)	-81%	(209,8)	-84%	(218,3)	-84%	4%	17%
Ganancia bruta.....	44,4	19%	39,8	16%	40,5	16%	2%	-9%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(8,0)	-3%	(9,3)	-4%	(7,9)	-3%	-15%	-2%
Ganancia Operacional.....	36,3	16%	30,5	12%	32,6	13%	7%	-10%
Depreciación y amortización.....	34,4	15%	35,9	14%	33,4	13%	-7%	-3%
EBITDA.....	70,7	30,6%	66,4	26,6%	66,0	25,5%	-1%	-7%

El EBITDA del primer trimestre de 2017 llegó a US\$66,0 millones, con una mínima variación respecto al trimestre inmediatamente anterior. Si bien el margen eléctrico mostró una disminución de US\$12,3 millones, una significativa disminución de costos operacionales y de gastos de administración y ventas, neutralizó completamente el menor margen del negocio eléctrico. El recorte de costos incluyó, entre otros, menores indemnizaciones por años de servicio, menores gastos de estadía de naves y menores gastos de viaje.

En la comparación interanual, se registró un retroceso de US\$4,7 millones, debido a la caída de US\$10,4 millones en el margen eléctrico explicada en el párrafo anterior que fue parcialmente compensada con disminuciones de costos operacionales, incluyendo iniciativas de control de costos de viaje y renegociaciones de contratos de servicios, entre otros.

Resultados financieros

	1T 2016		4T 2016		1T 2017		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,6	0%	0,4	0%	1,0	0%	137%	72%
Gastos financieros.....	(7,8)	-3%	(4,1)	-2%	(4,5)	-2%	9%	-43%
Diferencia de cambio.....	0,8	0%	(0,2)	0%	0,3	0%		-58%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	53,9	23%	0,3	0%	0,7	0%	160%	-99%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	179,3	78%	(19,5)	-8%	(0,5)	0%		
Total resultado no operacional	226,8	98%	(23,2)	-9%	(2,9)	-1%		
Ganancia antes de impuesto.....	263,1	114%	7,3	3%	29,7	11%	306%	-89%
Impuesto a las ganancias.....	(49,8)	-22%	(11,2)	-4%	(7,4)	-3%	-33%	-85%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	213,3	92%	(3,8)	-2%	22,2	9%	-679%	-90%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	212,0	92%	(5,7)	-2%	19,7	8%	-442%	-91%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	1,3	1%	1,9	1%	2,6	1%	34%	90%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	212,0	92%	(5,7)	-2%	19,7	8%	-442%	-91%
Ganancia por acción.....	0,201	0%	(0,005)	0%	0,019	0%		

En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el gasto financiero aumentó en US\$0,4 millones debido principalmente al menor ritmo de activación de intereses en el proyecto IEM. Sin embargo, a nivel interanual se observa una reducción de US\$3,3 millones en este ítem, producto de la activación de intereses.

La diferencia de cambio alcanzó una leve ganancia de US\$0,3 millones en el trimestre, que se compara positivamente con la pérdida de cambio de US\$0,2 millones registrada el trimestre anterior. En la comparación con igual trimestre del año anterior, la utilidad por diferencia de cambio es algo más baja, debido que en este primer trimestre el peso chileno se apreció contra el dólar en menor medida (0,7%) que en igual periodo del año anterior (4,6%). 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 este primer trimestre se apreció una leve ganancia, producto principalmente de variaciones de tipo de cambio. Esta ganancia se contrarresta levemente con una pérdida menor asociada a gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados. A nivel interanual, el ítem de utilidades de asociadas registra un gran retroceso, producto de que en el primer trimestre de 2016 se registró la utilidad por el reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN que mantuvo la compañía, luego de la venta del otro 50% en enero de 2016.

Los otros ingresos no operacionales netos de este primer trimestre fueron prácticamente nulos, situación muy distinta a la observada en el trimestre anterior y en igual trimestre del año anterior. Cabe recordar que el cuarto trimestre este ítem mostró una pérdida de US\$19,5 millones, asociada a baja de activos fijos e intangibles. En cuanto al primer trimestre de 2016, el ítem mostró un abultado registro, producto de la venta de activos (50% de TEN y una estación convertidora a SQM), junto a bajas de proyectos en desarrollo e *impairment* de la central Tamaya.

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 primer trimestre de 2017, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$19,7 millones, que se compara favorablemente con el cuarto trimestre de 2016, cuando hubo una pérdida de US\$5,7 millones, asociada a factores no operacionales). A nivel operacional, este primer trimestre mostró un mejor resultado en US\$2,1 millones, lo que sumado al débil resultado no operacional del trimestre anterior, redundó en una mayor utilidad neta.

La comparación con el primer trimestre del año anterior resulta desfavorable, dada la utilidad registrada por la venta del 50% de TEN. Sin embargo, eliminando efectos no recurrentes, la utilidad de este primer trimestre es sólo US\$0,5 millones más baja que en el 1T16 y se explica fundamentalmente por el menor resultado en la operación (-US\$3,7 millones), que fue parcialmente compensado por un menor gasto financiero (US\$3,3 millones).

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2017, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$199,2 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2016</u>	<u>2017</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	46,8	81,9
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	206,3	(156,8)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(7,9)</u>	<u>(4,0)</u>
Cambio en el efectivo	<u>245,2</u>	<u>(78,8)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer trimestre de 2017, el flujo de caja neto proveniente de la operación incluyó US\$103,9 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$4,7 millones) y de pagos de intereses (US\$17,2 millones) alcanzaron los US\$81,9 millones. Cabe notar que los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$19,4 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 trimestre de 2017, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$156,8 millones, principalmente por la inversión en Infraestructura Energética Mejillones y el puerto (US\$135,6 millones), mantenciones mayores de centrales y activos de transmisión (US\$11,8 millones) y aportes a TEN (US\$7,6 millones). En el primer trimestre 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\$149,8 millones y US\$60,5 millones, respectivamente. En el 1T2017 las inversiones en activos fijos incluyeron US\$126,2 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$9,4 millones en el nuevo puerto y US\$14,2 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 marzo de cada año (en millones de US\$)

CAPEX	<u>2016</u>	<u>2017</u>
CTA	0,3	0,5
CTA (Nuevo Puerto).....	20,5	9,4
CTH	-	0,1
IEM.....	25,2	126,2
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	1,6	4,7
Mejoras Medioambientales	0,5	0,1
Planta Solar.....	2,6	-
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	4,6	6,5
Otros.....	5,2	2,3
Total inversión en activos fijos	<u>60,5</u>	<u>149,8</u>

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El principal flujo relacionado con actividades financieras durante el primer trimestre de 2017, fue el pago de dividendos por un total de US\$4,0 millones al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2017:

Obligaciones Contractuales al 31/03/17
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.....	(20,8)	(2,7)	-	(4,2)	(14,0)
Intereses devengados.....	7,4	7,4	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	1,2	0,9	0,3	-	-
Total	<u>737,7</u>	<u>5,6</u>	<u>0,3</u>	<u>395,8</u>	<u>336,0</u>

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), pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al cierre de marzo de 2017, 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 marzo 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

(*) Será pagado en dicha fecha.

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 su 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 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. 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, todas estas deudas se encontraban 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 31 de marzo 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 31 de Marzo de 2017
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

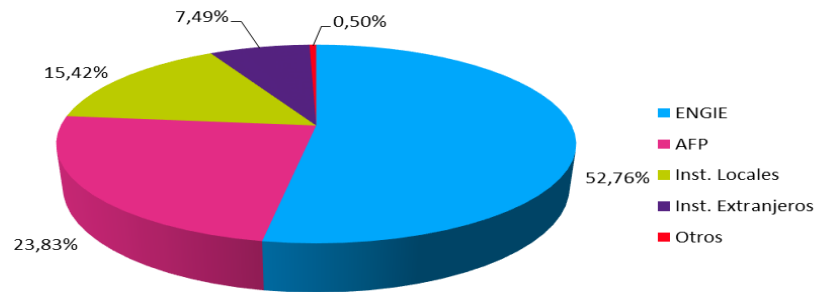
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021 v más</u>	<u>Total</u>
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Total		-	-	-	-	750,0	750,0

Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con el único cliente regulado del SING que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE MARZO DE 2017

N° de accionistas: 1.852



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)					<u>2017</u>
	<u>1T16</u>	<u>2T16</u>	<u>3T16</u>	<u>4T16</u>	<u>12M16</u>	
Ventas físicas						<u>1T17</u>
Ventas de energía a clientes no regulados	1.737	1.691	1.685	1.682	6.795	1.604
Ventas de energía a clientes regulados	483	476	471	471	1.901	503
Ventas de energía al mercado spot	109	168	91	102	470	88
Total ventas de energía.....	2.328	2.336	2.247	2.255	9.166	2.194
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	1.893	1.749	1.660	1.651	6.953	1.253
Gas.....	499	343	401	183	1.426	277
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	11	7	4	30	3
Hidro/ Solar.....	12	10	14	16	52	17
Total generación bruta.....	2.411	2.114	2.082	1.854	8.460	1.550
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(191)</i>	<i>(162)</i>	<i>(152)</i>	<i>(160)</i>	<i>(665)</i>	<i>(157)</i>
Total generación neta.....	2.220	1.952	1.930	1.694	7.796	1.392
Compras de energía en el mercado spot	178	468	414	637	1.697	821
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.397	2.420	2.344	2.331	9.492	2.213

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	<u>1T15</u>	<u>4T16</u>	<u>1T17</u>
Ingresos de la operación			
Ventas a clientes regulados.....	47,7	43,3	46,7
Ventas a clientes no regulados.....	156,7	167,9	184,4
Ventas al mercado spot y ajustes.....	8,2	14,4	7,1
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	<u>212,6</u>	<u>225,7</u>	<u>238,3</u>
Ventas de gas.....	0,1	4,2	1,3
Otros ingresos operacionales.....	18,2	19,7	19,2
Total ingresos operacionales.....	<u>230,9</u>	<u>249,6</u>	<u>258,8</u>
Costos de la operación			
Combustibles.....	(85,9)	(79,6)	(88,2)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(21,0)	(38,4)	(54,7)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,8)	(34,3)	(32,3)
Otros costos directos de la operación	(45,8)	(57,4)	(43,0)
Total costos directos de ventas.....	<u>(186,5)</u>	<u>(209,8)</u>	<u>(218,3)</u>
Gastos de administración y ventas.....	(6,8)	(10,5)	(8,3)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	(1,6)	(1,1)
Otros ingresos de la operación.....	(0,7)	2,7	1,5
Total costos de la operación.....	<u>(194,6)</u>	<u>(219,1)</u>	<u>(226,2)</u>
Ganancia operacional.....	<u>36,3</u>	<u>30,5</u>	<u>32,6</u>
EBITDA.....	<u>70,7</u>	<u>66,4</u>	<u>66,0</u>
Ingresos financieros.....	0,6	0,4	1,0
Gastos financieros.....	(7,8)	(4,1)	(4,5)
Diferencia de cambio.....	0,8	(0,2)	0,3
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	53,9	0,3	0,7
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	179,3	(19,5)	(0,5)
Total resultado no operacional	<u>226,8</u>	<u>(23,2)</u>	<u>(2,9)</u>
Ganancia antes de impuesto.....	263,1	7,3	29,7
Impuesto a las ganancias.....	(49,8)	(11,2)	(7,4)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	213,3	(3,8)	22,2
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	<u>212,0</u>	<u>(5,7)</u>	<u>19,7</u>
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	1,3	1,9	2,6
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	<u>212,0</u>	<u>(5,7)</u>	<u>19,7</u>
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	<u>0,201</u>	<u>(0,005)</u>	<u>0,019</u>

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

	2016	2017
	<u>31-Dec-16</u>	<u>31-Mar-17</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	278,8	199,2
Otros activos financieros corrientes	2,7	4,3
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	104,6	109,4
Impuestos por recuperar	36,1	39,6
Inventarios corrientes	177,1	164,0
Otros activos no financieros corrientes	34,8	12,9
Total activos corrientes	634,2	529,2
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.206,8	2.285,6
Otros activos no corrientes	472,1	475,1
TOTAL ACTIVO	3.313,1	3.290,0
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	17,4	5,6
Otros pasivos corrientes	274,8	246,6
Pasivos incluidos en activos para venta	-	-
Total pasivos corrientes	292,2	252,2
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	731,4	732,1
Otros pasivos de largo plazo	283,3	284,1
Total pasivos no corrientes	1.014,7	1.016,2
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.922,5	1.938,6
Participaciones no controladoras	83,6	83,0
Patrimonio	2.006,2	2.021,6
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.313,1	3.290,0

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

ANEXO 2

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-16	Mar-17	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,17	2,10	-3%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,56	1,45	-7%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	342,0	277,1	-19%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,65	0,63	-4%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	10,66	11,97	12%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,63	2,63	0%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,65	1,92	17%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	13,3%	3,2%	-76%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	7,7%	1,9%	-75%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 3M17

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo de 2017, el día jueves 27 de abril de 2017 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 11:00 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: 10104460. La repetición estará disponible hasta el día 9 de mayo de 2017.