

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$200 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$69 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DE 2017.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$60,1 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO, MERMADO POR MENORES INGRESOS EN EL SEGMENTO NO-REGULADO Y MENORES VENTAS AL MERCADO SPOT. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DEL TERCER TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$18,1 MILLONES.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$782,2 millones en los primeros nueve meses de 2017, aumentando 9% 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** de los primeros nueve meses de 2017 llegó a los US\$200,5 millones, un retroceso de 8% (US\$17,9 millones), influido por una disminución en la venta física, el efecto de los impuestos verdes y los mayores costos de reducción de emisiones, parcialmente contenido por iniciativas de ahorro de costos.
- **La utilidad neta** de los primeros nueve meses de 2017 alcanzó US\$69,3 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 (TEN en 2016 y seguro de U16 en 2017), la utilidad neta presentó un retroceso de 3%, llegando a los US\$60,9 millones.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	3T16	3T17	Var %	9M16	9M17	Var %
Total ingresos operacionales	246,8	251,7	2%	717,9	782,2	9%
Ganancia operacional	41,6	25,1	-40%	114,8	98,1	-15%
EBITDA	76,4	60,1	-21%	218,4	200,5	-8%
Margen EBITDA	31,0%	23,9%	-7.1 pp	30,4%	25,6%	-4.8 pp
Total resultado no operacional	(3,7)	(0,1)		215,9	3,1	
Ganancia después de impuestos	27,7	18,8	-32%	262,4	74,9	-71%
Ganancia atribuible a los controladores	27,0	18,1	-33%	260,6	69,3	-73%
Ganancia atribuible a los controladores sin efectos no recurrentes	27,0	17,2	-36%	62,8	60,9	-3%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	0,7	0,7		1,8	5,6	
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,026	0,017		0,247	0,066	
Ventas de energía (GWh)	2.247	2.148	-4%	6.911	6.505	-6%
Generación neta de energía (GWh)	1.930	1.421	-26%	6.102	4.273	-30%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	414	795	92%	1.060	2.458	132%
Costo marginal promedio (US\$/MWh)	65,2	48,1	-26%	61,5	54,3	-12%

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 septiembre de 2017, mantenía un 34% 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	4
HECHOS POSTERIORES.....	4
TERCER TRIMESTRE DE 2017	4
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017	4
PRIMER TRIMESTRE DE 2017.....	5
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	5
ANTECEDENTES GENERALES	6
Costos Marginales	6
Sobrecostos	7
Precios de Combustibles	7
Generación	8
Tercer trimestre de 2017 comparado con el segundo trimestre de 2017 y tercer trimestre de 2016.....	10
Ingresos operacionales	10
Costos operacionales.....	11
Margen Eléctrico.....	12
Resultado operacional	13
Resultados financieros	14
Ganancia neta.....	14
Primeros nueve meses de 2017 comparado con los primeros nueve meses de 2016.....	15
Ingresos operacionales	15
Costos operacionales.....	16
Resultado operacional	17
Resultados financieros	18
Ganancia neta.....	18
Liquidez y recursos de capital	19
Flujos de caja provenientes de la operación.....	19
Flujos de caja usados en actividades de inversión	19
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	20
Obligaciones contractuales.....	20
Política de dividendos	21
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	22
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	22
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	22
Riesgo de tasa de interés	22
Riesgo de crédito.....	23
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de SEPTIEMBRE de 2017	24
ANEXO 1	25
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS.....	25
Ventas Físicas	25
Estados de Resultados Trimestrales	26
Balance	27
Principales Variaciones del Balance General	27
ANEXO 2	29
INFORMACIÓN FINANCIERA.....	29

INDICADORES FINANCIEROS.....	29
CONFERENCIATELEFONICA 9M17	30

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- **Licitación de Suministro Eléctrico:** El 11 de octubre de 2017, la CNE realizó la Licitación Pública para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica a clientes regulados, por 2.200 GWh anuales durante 20 años a partir del 1 de enero de 2024. El proceso consideró tanto bloques horarios (1.700 GWh), como trimestrales (500 GWh). Un total de 24 empresas presentaron sus ofertas.
- **Decretos Supremos Precios de Nudo Promedio:** Con fecha 10 de octubre de 2017, fueron publicados en el diario oficial los decretos de Precios de Nudo Promedio Enero 2017 y Julio 2017. Este hecho gatilla la aplicación de las nuevas tarifas a clientes regulados, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de enero y 1° de julio de 2017, respectivamente.

TERCER TRIMESTRE DE 2017

- **CNE y Reglamentos:** La Comisión Nacional de Energía ha invitado a actores del sector eléctrico para discutir la implementación de los reglamentos asociados de la Ley 20.936 “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica”. Al respecto, se ha recibido el borrador de los siguientes reglamentos para emitir observaciones: a) Servicios Complementarios; b) Coordinación y; c) Potencia de Suficiencia.
- **Resoluciones Exentas:** Se ha emitido la Resolución Exenta N°512 mediante la cual la CNE confirma que las instalaciones de TEN son parte de la interconexión. Por otra parte, se emitió la Resolución Exenta N°544 en la cual se determinan los Cargos por Transmisión Nacional y Zonal para el año 2018.
- **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 mantuvo 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 septiembre 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. Se hicieron la prueba hidrostática de la caldera y la primera energización del transformador. Actualmente se está trabajando en la preparación del primer encendido, previsto hacia fines de 2017. 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 septiembre de 2017 se había desembolsado un total de US\$611 millones sin contar los intereses activados en el proyecto. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 89%.
- 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\$95 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 88% 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 presentaba un avance de de 99% a fines de septiembre, y su energización y conexión están programadas para el mes de noviembre. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$770 millones, por debajo del presupuesto. 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), proyecto adjudicado a Transelec. Esta última firmó un contrato llave en mano con EECL para esta construcción. 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)

<u>Periodo</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>% Variación</u> <u>Año c/A</u>
1T	48,8	59,5	22%
2T	70,3	55,5	-21%
3T	65,2	48,1	-26%
Julio	82,1	48,5	-41%
Agosto	49,6	47,3	-5%
Septiembre	64,0	48,6	-24%
4T	62,8		-100%
Año	61,8	54,3	-12%

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>
1T	34,3	42,3	23%
2T	37,0	41,1	11%
3T	35,9	39,0	9%
Julio	39,8	39,4	-1%
Agosto	33,8	38,0	12%
Septiembre	34,1	39,7	17%
4T	37,8		
Año	36,3	40,8	13%

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).

En el tercer trimestre de 2017, los costos marginales se mantuvieron muy estables, promediando bajo US\$50/MWh los 3 meses, apoyados por una mayor reserva en giro en el sistema y la nueva norma técnica de GNL por parte del Coordinador. El costo promedio de operación del sistema se mantuvo en niveles inferiores a US\$40/MWh, reflejando que gran parte de la energía del sistema fue producida por energía eficiente (~99% de la energía de los primeros 9M 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 que 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	11,6	5,9	-15%	31%
3T	8,9	3,9	10,5	4,9	17%	25%
Julio	3,6	1,6	4,7	2,3	28%	40%
Agosto	1,8	0,9	3,3	1,6	82%	73%
Septiembre	3,5	1,4	2,5	1,1	-29%	-23%
4T	10,1	4,9				
Año	42,1	18,2	28,7	14,6	-32%	-20%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2017 los sobrecostos del sistema disminuyeron 29% interanualmente, totalizando US\$6,7 millones. Tanto en el segundo como el tercer trimestre, los sobrecostos del sistema se empinaron ligeramente sobre los US\$10 millones. Si bien la variación interanual fue algo errática, hace más de un año que el nivel de los sobrecostos trimestrales del sistema se encuentra contenido bajo la barrera de los US\$12 millones.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

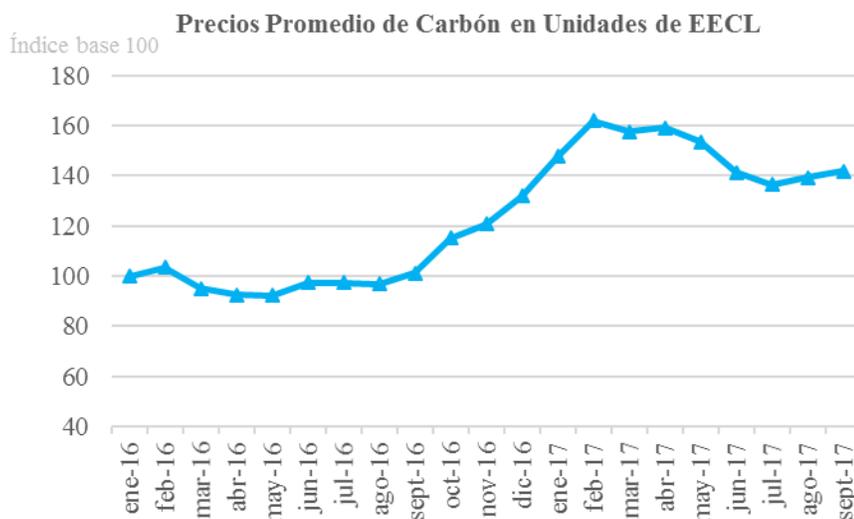
	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2016	2017	% Variación	2016	2017	% Variación	2016	2017	% Variación	2016	2017	% Variación
	Año c/A			Año c/A			Año c/A			Año c/A		
1T	33,4	51,7	55%	34,5	54,0	57%	1,99	3,02	51%	39,3	66,0	68%
2T	45,5	48,1	6%	46,0	50,1	9%	2,15	3,08	43%	48,3	66,9	38%
3T	44,9	48,2	7%	45,8	51,7	13%	2,88	2,95	2%	58,8	77,6	32%
4T	49,2			50,1			3,04			67,9		
Año	43,3	49,3	14%	44,1	52,0	18%	2,52	3,01	20%	53,6	69,1	29%

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.

Para el tercer trimestre de 2017, los precios internacionales de los combustibles mostraron un rendimiento dispar; mientras el petróleo y gas natural experimentaron mínimas variaciones respecto al segundo trimestre, el carbón tuvo un importante aumento (+16%).



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 estos primeros nueve meses mostró un alza respecto a 9M2016 del orden del 53% 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)

2016								
Tipo de Combustible	1T 2016		2T 2016		3T 2016		9M 2016	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.802	78%	3.737	76%	3.807	78%	11.345	77%
GNL	502	10%	402	8%	524	11%	1.427	10%
Diesel / Petróleo pesado	305	6%	468	10%	197	4%	970	7%
Renovable	278	6%	281	6%	337	7%	896	6%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	14.639	100%

2017								
Tipo de Combustible	1T 2017		2T 2017		3T 2017		9M 2017	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.344	78%	3.776	80%	3.826	77%	10.946	78%
GNL	413	10%	476	10%	524	10%	1.413	10%
Diesel / Petróleo pesado	35	1%	28	1%	32	1%	94	1%
Renovable	477	11%	466	10%	617	12%	1.561	11%
Total generación bruta SING	4.269	100%	4.747	100%	4.999	100%	14.014	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.

En el tercer trimestre de 2017, la generación bruta del sistema avanzó +2,8% en comparación interanual. Destaca el avance de la generación renovable (+151 GWh c/r 2T17, +280 GWh c/r 3T16), disminuyendo la contribución de la generación en base a carbón en el mix.

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

		2016							
		1T 2016		2T 2016		3T 2016		9M 2016	
		GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total
Empresa									
AES Gener		1.661	34%	1.968	40%	2.158	44%	5.787	40%
EECL (con CTH al 100%)		2.411	49%	2.114	43%	2.082	43%	6.606	45%
Enel Generación		550	11%	490	10%	161	3%	1.201	8%
Otros		265	5%	316	6%	464	10%	1.044	7%
Total generación bruta SING		4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	14.639	100%

		2017							
		1T 2017		2T 2017		3T 2017		9M 2017	
		GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total
Empresa									
AES Gener		1.990	47%	2.362	50%	2.364	47%	6.716	48%
EECL (con CTH al 100%)		1.550	36%	1.553	33%	1.542	31%	4.644	33%
Enel Generación		128	3%	145	3%	210	4%	483	3%
Otros		601	14%	687	14%	883	18%	2.172	15%
Total generación bruta SING		4.269	100%	4.747	100%	4.999	100%	14.014	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el primer trimestre de 2017, EECL disminuyó su generación en un 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 a la generación del sistema, con un nivel muy similar al trimestre inmediatamente anterior. En lo concerniente a mantenciones mayores programadas, durante el 2T17 la Unidad 13 (carbón, 86 MW) estuvo fuera de servicio 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.

En el tercer trimestre de 2017, EECL estuvo en rangos de generación similares a los de periodos anteriores del año en curso (~1.540 GWh). Las mantenciones mayores programadas durante el 3T17 incluyeron la Unidad 14 (carbón, 136 MW) por 13 días, la Unidad 15 (carbón, 130 MW) por 14 días y CTM3 (gas natural, 226 MW) por 33 días.

Durante 2017, la menor participación de EECL en la operación del SING se explica por la entrada en operación de nuevas centrales económicamente eficientes durante 2016 (Cochrane de AES Gener y Kelar de Tamakaya Energía).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 30 de septiembre de 2017 y 30 de septiembre 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

Tercer trimestre de 2017 comparado con el segundo trimestre de 2017 y tercer trimestre de 2016

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T 2016		2T 2017		3T 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.....	162,9	75%	184,2	75%	171,4	76%	-7%	5%
Ventas a clientes regulados.....	41,5	19%	51,3	21%	48,9	22%	-5%	18%
Ventas al mercado spot.....	12,8	6%	11,2	5%	6,1	3%	-45%	-52%
Total ingresos por venta de energía y potencia	217,3	88%	246,7	91%	226,4	90%	-8%	4%
Ventas de gas.....	3,7	1%	1,9	1%	2,2	1%	17%	-40%
Otros ingresos operacionales.....	25,8	10%	23,1	8%	23,1	9%	0%	-10%
Total ingresos operacionales.....	246,8	100%	271,7	100%	251,7	100%	-7%	2%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.685	75%	1.631	74%	1.587	74%	-3%	-6%
Ventas de energía a clientes regulados.....	471	21%	479	22%	485	23%	1%	3%
Ventas de energía al mercado spot.....	91	4%	82	4%	76	4%	-8%	-17%
Total ventas de energía.....	2.247	100%	2.193	100%	2.148	100%	-2%	-4%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	98,9		114,0		106,8		-6%	8%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	88,3		107,1		100,8		-6%	14%

(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 tercer trimestre de 2017, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$226,4 millones, disminuyendo un 8% (US\$20,3 millones) con respecto al trimestre previo, principalmente debido a menores ingresos en el segmento de clientes libres: (i) El contrato con Radomiro Tomic venció en agosto; (ii) hubo menores traspasos a precios de costos de abatimiento de emisiones; y (iii) se registraron menores ingresos por reliquidación de potencia de suficiencia. En lo que respecta al volumen de energía, la menor demanda de Radomiro Tomic (57 GWh) anteriormente mencionada, estuvo ligeramente contrarrestada por una mayor demanda de clientes como El Abra (11 GWh) y Antucoya (6 GWh), entre otros.

En términos interanuales, los clientes libres registraron una menor demanda, por el término de los contratos con Radomiro Tomic en agosto de este año (60 GWh) y Cerro Colorado en septiembre de 2016 (-75 GWh) y la menor demanda de Codelco. Esta menor demanda estuvo parcialmente compensada por mayor demanda de otros clientes tales como Alto Norte y Antucoya.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este segundo trimestre a los US\$48,9 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 (el cual regía para el 3T16), a niveles de

US\$3,08/MMBtu (usado para el 3T17), proveniente del proceso tarifario de abril de 2017. En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el retroceso de 5% en las ventas de este segmento se debió principalmente a un ajuste de provisiones efectuadas en pesos chilenos correspondientes al diferencial entre las tarifas vigentes y las efectivamente aplicadas a las compañías distribuidoras. Este diferencial se generó debido al rezago en la publicación de los decretos de precio de nudo promedio.

En el tercer trimestre de 2017, las ventas físicas al mercado spot alcanzaron los 76 GWh, disminuyendo ligeramente con respecto al trimestre anterior (82 GWh) y al año anterior (91 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 el tercer trimestre, las ventas de gas no fueron relevantes, observándose el mismo nivel del trimestre anterior, aunque algo más bajo que en el 3T2016. La partida más relevante de otros ingresos operacionales está compuesta por peajes de transmisión, que en este trimestre representaron un 63% del total. Además, incluye partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.).

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	3T 2016		2T 2017		3T 2017		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(75,4)	37%	(87,5)	38%	(85,7)	38%	-2%	14%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(32,4)	16%	(60,3)	26%	(50,4)	22%	-16%	56%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(33,6)	16%	(33,0)	14%	(34,0)	15%	3%	1%
Otros costos directos de la operación	(55,3)	27%	(43,1)	19%	(46,5)	21%	8%	-16%
Total costos directos de ventas.....	(196,8)	96%	(223,9)	97%	(216,7)	96%	-3%	10%
Gastos de administración y ventas.....	(8,4)	4%	(7,0)	3%	(10,7)	5%	52%	27%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,2)	1%	(1,0)	0%	(1,0)	0%	-1%	-18%
Otros ingresos/costos de la operación...	1,2	-1%	0,6	0%	1,7	-1%		
Total costos de la operación.....	(205,2)	100%	(231,3)	100%	(226,7)	100%	-2%	10%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.660	80%	1.294	83%	1.286	83%	-1%	-23%
Gas.....	401	19%	234	15%	236	15%	1%	-41%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	0%	13	1%	7	0%	-45%	-2%
Hidro/Solar.....	14	1%	13	1%	13	1%	-3%	-6%
Total generación bruta.....	2.082	100%	1.555	100%	1.542	100%	-1%	-26%
Menos Consumos propios.....	(152)	-7%	(122)	-8%	(121)	-8%	-1%	-20%
Total generación neta.....	1.930	82%	1.433	63%	1.421	64%	-1%	-26%
Compras de energía en el mercado spot.....	414	18%	842	37%	795	36%	-6%	92%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.344	100%	2.275	100%	2.215	100%	-3%	-5%

La generación bruta de electricidad disminuyó 26% en su comparación interanual, y mostró mínimas variaciones con respecto al trimestre anterior. En cuanto al mix de generación, hubo una menor contribución de Gas en la comparación interanual, mientras que en la comparación con el trimestre anterior mostró el mismo nivel. Respecto a la generación bruta, se aprecia un importante retroceso interanual, asociado 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 comparación con el trimestre anterior, la generación bruta fue muy similar.

En este tercer trimestre, el ítem de combustibles tuvo una ligera caída respecto al trimestre inmediatamente anterior (-2%). En la comparación interanual, este ítem registró un alza de 14%, aumentando US\$10,3 millones, influenciado tanto por el mayor precio del carbón como por la entrada en vigencia desde el 1 de enero de 2017 de los impuestos verdes. A partir de este trimestre, la base de comparación del sub-ítem caliza es muy similar, dado que a partir del segundo semestre del año anterior tanto Tocopilla como Mejillones tenían sistema de abatimiento de emisiones en curso.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó US\$9,8 millones (-16%) con respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por la caída en los costos marginales durante el 3T17 (-13% c/r 2T17), y en menor medida por un menor volumen de energía comprada (-6%). 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\$18,0 millones (+56%), por el mayor volumen de energía comprado (prácticamente el doble), el cual fue parcialmente contrarrestado por un menor costo marginal (-26%).

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 y que en el 3T2016, asociado al mantenimiento mayor de la U16.

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 leve alza respecto al trimestre anterior (US\$3,4 millones), asociado a reliquidaciones de peajes y servicios de terceros (mantención). En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem mostró una mejora de US\$8,8 millones, debido a menores costos de peajes por transporte de energía, menores costos en servicios de terceros (programa de eficiencia de la compañía) y por menores primas de seguros.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) registraron un aumento de US\$3,7 millones respecto al trimestre anterior, asociado al pago de arriendo de terrenos a Bienes Nacionales, a servicios asociados a TI y gastos de desarrollo de proyectos. En la comparación con igual trimestre del año anterior, los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) registraron un aumento de US\$2,3 millones, mayoritariamente explicado por el pago de arriendo durante este trimestre a Bienes Nacionales.

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	3T16	9M16	1T17	2T17	3T17	9M17
Margen Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	212,6	222,5	217,3	652,4	238,3	246,7	226,4	711,4
Costo de combustible.....	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(235,7)	(88,2)	(87,5)	(85,7)	(261,4)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(94,4)	(54,7)	(60,3)	(50,4)	(165,5)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	105,7	107,1	109,4	322,3	95,3	99,0	90,3	284,6
<i>Margen eléctrico</i>	50%	48%	50%	49%	40%	40%	40%	40%

En el tercer trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución de US\$8,7 millones respecto al trimestre inmediatamente anterior, aunque se mantuvo a nivel porcentual (40%). Influyeron en el retroceso, por el lado de los ingresos, una ligera caída en el volumen de venta física en clientes libres, menores ingresos por reliquidación de potencia y menores ventas al spot. Esto fue parcialmente contrarrestado, por el lado de los costos, con menores compras en el mercado spot, producto principalmente de un precio promedio de compra un 11% menor. Lo anterior redundó en una disminución de US\$20,3 millones en ingresos, parcialmente contrarrestada por una caída en los costos de US\$11,6 millones.

En comparación con igual trimestre del año anterior, el margen eléctrico tuvo un retroceso de US\$19,1 millones (US\$9,1 millones de incremento en ingresos y US\$28,3 millones de aumento en costos). El alza en el precio de los combustibles, principalmente el carbón, se tradujo en un aumento de 9% en el precio de venta promedio (105 US\$/MWh en 3T17 versus 97 US\$/MWh en 3T16), lo que en conjunto con un leve retroceso (4%) en las ventas físicas, redundó en un aumento en los ingresos por ventas de energía y potencia (4%). Por el lado de los costos, hubo un mayor costo de combustible (US\$10,3 millones), a pesar de la menor generación (-510 GWh). Las compras de energía aumentaron en US\$18,0 millones, producto de un aumento del volumen (+375 GWh/+91%) combinada con una disminución del precio promedio de compra (-18%). En resumen, el menor volumen de venta de energía, sumado a mayores provisiones y menores ingresos por potencia de suficiencia, así como a la aplicación de

impuestos verdes (US\$3,8 millones) contribuyeron a explicar la disminución del margen eléctrico en comparación con el tercer trimestre de 2016.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	3T 2016		2T 2017		3T 2017		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	246,8	100%	271,7	100%	251,7	100%	-7%	2%
Total costo de ventas	(196,8)	-80%	(223,9)	-82%	(216,7)	-86%	-3%	10%
Ganancia bruta	50,0	20%	47,8	18%	35,1	14%	-27%	-30%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(8,4)	-3%	(7,4)	-3%	(10,0)	-4%	35%	19%
Ganancia Operacional	41,6	17%	40,4	15%	25,1	10%	-38%	-40%
Depreciación y amortización.....	34,8	14%	34,0	13%	35,0	14%	3%	1%
EBITDA	76,4	31,0%	74,4	27,4%	60,1	23,9%	-19%	-21%

El EBITDA del tercer trimestre de 2017 llegó a US\$60,1 millones, con una disminución de US\$14,3 millones respecto al trimestre inmediatamente anterior. Sumado al retroceso de los US\$8,7 millones en el margen eléctrico anteriormente mencionado, hubo mayores costos operacionales (US\$3,4 millones), asociados principalmente a reliquidaciones de peajes y servicios de terceros, y un mayor gasto de administración y ventas (US\$3,7 millones), asociado al pago de arriendo (Bienes Nacionales), a servicios asociados a TI y gastos de desarrollo de proyectos. Lo anterior fue levemente contrarrestado por un alza en el ítem de otros ingresos de la operación.

En la comparación interanual, se registró un retroceso de US\$16,3 millones, producto de la disminución de US\$19,1 millones en el margen de energía y potencia, un aumento gasto de administración y ventas (US\$2,3 millones / Bienes Nacionales), y menores ventas de gas y otros ingresos operacionales. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por la disminución en costos operacionales como resultado de iniciativas de ahorro (US\$ 8,8 millones).

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T 2016		2T 2017		3T 2017		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,5	0%	0,9	0%	0,0	0%	-98%	-96%
Gastos financieros.....	(6,8)	-3%	(3,3)	-1%	(2,3)	0%	-31%	-67%
Diferencia de cambio.....	1,3	1%	(1,4)	-1%	1,5	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	0,3	0%	(0,2)	0%	0,2	0%	-181%	-44%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,9	0%	10,1	4%	0,5	0%		
Total resultado no operacional	(3,7)	-2%	6,1	3%	(0,1)	0%		
Ganancia antes de impuesto.....	37,9	16%	46,4	19%	25,0	3%	-46%	-34%
Impuesto a las ganancias.....	(10,2)	-4%	(12,5)	-5%	(6,2)	-1%	-51%	-39%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	27,7	12%	33,9	14%	18,8	2%	-44%	-32%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	27,0	12%	31,5	13%	18,1	2%	-42%	-33%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	0,7	0%	2,4	1%	0,7	0%	-71%	
Utilidad (pérdida) del ejercicio	27,0	12%	31,5	13%	18,1	2%	-42%	-33%
Ganancia por acción.....	0,026	0%	0,030	0%	0,017	0%		

El ítem Ingresos Financieros registró un monto neto prácticamente nulo, producto de intereses por US\$0,6 millones, neutralizados por la contabilización a valor de mercado de instrumentos de cobertura de combustible. Este último efecto hace desfavorable la comparación, tanto con el trimestre anterior como con el año anterior.

El ítem Gastos Financieros disminuyó en US\$1,0 millón con respecto al trimestre anterior debido principalmente al mayor ritmo de activación de intereses en el proyecto IEM. En tanto, a nivel interanual se observa una reducción de US\$4,6 millones en este ítem, producto de la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$1,5 millones en el trimestre, asociada a activos en pesos chilenos, los cuales se vieron favorecidos por la apreciación del peso chileno (3% en 3T17), que se compara positivamente con la pérdida de cambio registrada el trimestre anterior. La utilidad de cambio fue ligeramente superior a la de igual periodo del año anterior. 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. Este trimestre registró una leve utilidad, producto principalmente de variaciones de tipo de cambio superiores a los gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados, lo que se compara positivamente con el trimestre anterior. A nivel interanual, el ítem de utilidades de asociadas resulta ligeramente menor, aunque su monto no es relevante por encontrarse TEN en etapa de construcción.

Los otros ingresos no operacionales netos de este tercer trimestre incluyen US\$1,3 millones por el reembolso del seguro asociado al siniestro de la CTM3, contrarrestado por otros gastos. En el trimestre anterior ya se había reconocido un ingreso de US\$10 millones por el recupero parcial del seguro de la unidad 16. La comparación de esta partida a nivel interanual resulta ligeramente desfavorable, producto que en el 3T16 se contabilizó el ingreso por la venta de las oficinas corporativas.

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 tercer trimestre de 2017, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$18,1 millones, que se compara desfavorablemente con el trimestre anterior, producto de un menor resultado de la operación y de la mayor base de comparación del trimestre anterior por resultados no recurrentes asociados al recupero del seguro de la unidad 16. Hubo un menor impuesto a las ganancias por US\$6,4 millones.

La comparación con el tercer trimestre del año anterior también resulta negativa. Hubo una menor contribución del resultado de la operación (US\$16,5 millones), parcialmente contrarrestada por un menor costo financiero (US\$4,6 millones). Con todo, se registró en este tercer trimestre un menor impuesto a las ganancias por US\$4,0 millones.

Primeros nueve meses de 2017 comparado con los primeros nueve meses de 2016

Ingresos operacionales

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

	9M 2016		9M 2017		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	485,4	74%	540,1	76%	54,7	11%
Ventas a clientes regulados.....	133,1	20%	146,9	21%	13,8	10%
Ventas al mercado spot.....	33,9	5%	24,4	3%	-9,4	-28%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	652,4	91%	711,4	91%	59,0	9%
Ventas de gas.....	6,1	1%	5,4	1%	-0,7	-11%
Otros ingresos operacionales.....	59,4	8%	65,4	8%	6,0	10%
Total ingresos operacionales.....	717,9	100%	782,2	100%	64,3	9%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	5.113	74%	4.818	74%	-295	-6%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.430	21%	1.441	22%	11	1%
Ventas de energía al mercado spot.....	368	5%	246	4%	-123	-33%
Total ventas de energía.....	6.911	100%	6.505	100%	-406	-6%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	94,7		111,5		16,7	18%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	93,1		102,0		8,9	10%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(3) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

En los primeros nueve meses de 2017, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$711,4 millones, con un alza de 9%, dada la indexación de las tarifas al precio de los combustibles. Como referencia, el precio internacional del carbón europeo promedió un 41% más que a igual periodo de 2016; en tanto, el índice Henry Hub mostró un avance de 29%. En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – aumentaron las ventas de energía a clientes libres y clientes regulados, disminuyendo las ventas al spot.

Las ventas físicas cayeron en un 6%, influidas por clientes libres y en menor medida las ventas al mercado spot. A nivel de clientes libres, el leve retroceso fue producto del término de contrato con Cerro Colorado (sept-16) y recientemente Radomiro Tomic (ago-17), además de menores demandas de El Abra y Codelco. Lo anterior fue parcialmente compensado por la mayor demanda de Antucoya, Altonorte, Esperanza y El Tesoro, principalmente.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$146,9 millones, con un alza de 10% en comparación con los primeros nueve meses 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 durante los primeros nueve meses de 2016, a saber, US\$2,80/MM BTU y US\$2,05/MM BTU, las cuales aumentaron en abril del presente año a US\$3,08/MM BTU.

En términos físicos, las ventas al mercado spot retrocedieron 33%. 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 Coordinador.

El ítem ventas de gas tuvo una baja contribución, ligeramente menor a la del periodo anterior. La partida más relevante de otros ingresos operacionales está compuesta por peajes que representaron cerca del 73% del total de este ítem. Además, estos ingresos incluyen partidas de servicios portuarios, derechos de conexión y otros.

Costos operacionales

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

	<u>9M 2016</u>		<u>9M 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.....	(235,7)	39%	(261,4)	38%	25,7	11%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(94,4)	16%	(165,5)	24%	71,0	75%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(100,7)	17%	(99,4)	15%	-1,3	-1%
Otros costos directos de la operación	(150,1)	25%	(132,6)	19%	-17,4	-12%
Total costos directos de ventas.....	(580,9)	96%	(658,8)	96%	78,0	13%
Gastos de administración y ventas.....	(20,3)	3%	(26,1)	4%	5,7	28%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(3,0)	0%	(3,1)	0%	0,1	3%
Otros ingresos/costos de la operación...	1,1	0%	3,8	-1%		
Total costos de la operación.....	(603,1)	100%	(684,1)	100%	81,0	13%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	5.302	80%	3.834	83%	-1.468	-28%
Gas.....	1.243	19%	746	16%	-497	-40%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	25	0%	23	1%	-2	-8%
Hidro/Solar.....	36	1%	43	1%	7	18%
Total generación bruta.....	6.606	100%	4.646	100%	-1.960	-30%
Menos Consumos propios.....	(505)	-8%	(373)	-8%	131	-26%
Total generación neta.....	6.102	85%	4.273	63%	-1.829	-30%
Compras de energía en el mercado spot.....	1.060	15%	2.458	37%	1.398	132%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	7.161	100%	6.730	100%	-431	-6%

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

El alza en los precios internacionales de combustibles implicó un aumento de 11% (US\$25,7 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 75%, dado el mayor volumen de energía comprada (+131%), pero con un costo promedio 24% más bajo.

El costo de la depreciación (excluida la depreciación en el GAV) disminuyó US\$1,3 millones, debido a una baja de activos de la unidad 16 registrada en diciembre 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\$17,4 millones, apoyado por diversas iniciativas de ahorro (renegociaciones de contratos, pólizas de seguro, etc), como también por menores gastos en manejo de carbón, descarga de naves y reliquidación de peajes.

Los gastos de administración y ventas presentaron un incremento de US\$5,7 millones debido a la menor base de comparación (reversa de contingencia judicial en 2016), la reorganización de equipos de trabajo, la apreciación de 3,8% del peso chileno en el semestre (654 CLP/USD en 9M17 v/s 680 en 9M16), y el pago del canon de arriendo a Bienes Nacionales durante el año en curso. 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. La comparación con el año anterior resulta favorable, principalmente por el mayor valor proporcional del resultado de TEN (diferencias de cambio y gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados), que este año arroja una leve utilidad, versus una pérdida del año anterior.

Resultado operacional

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

EBITDA	9M 2016		9M 2017		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	717,9	100%	782,2	100%	64,3	9%
Total costo de ventas	(580,9)	81%	(658,8)	84%	78,0	13%
Ganancia bruta	137,0	19%	123,3	16%	-13,7	-10%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(22,2)	3%	(25,3)	3%	3,1	14%
Ganancia Operacional	114,8	16%	98,1	13%	-16,7	-15%
Depreciación y amortización.....	103,6	14%	102,4	13%	-1,2	-1%
EBITDA	218,4	30,4%	200,5	25,6%	-17,9	-8%

El EBITDA de los primeros nueve meses de 2017 alcanzó los US\$200,5 millones, con un retroceso de 8% comparado a igual periodo del año anterior. Como anteriormente se explicó, hubo una caída en el margen eléctrico de la compañía los primeros nueve meses (US\$37,7 millones), lo que fue contrarrestado por menores costos directos de la operación (US\$17,4 millones) y mayores otros ingresos (principalmente peajes), redundando en un retroceso de la ganancia bruta.

Estos primeros nueve meses también mostraron un aumento en los Gastos de Administración y Ventas, tanto por una menor base de comparación (reversos ocurridos en 2016), como por mayores gastos de desarrollo de proyectos, lo que contribuyó a aumentar la brecha en EBITDA respecto al año anterior.

Resultados financieros

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

	<u>9M 2016</u>		<u>9M 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.....	1,7	0%	1,9	0%	0,2	11%
Gastos financieros.....	(22,6)	-3%	(10,0)	-1%	12,6	-56%
Diferencia de cambio.....	2,4	0%	0,4	0%	-2,0	-84%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	53,8	7%	0,6	0%	-53,2	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	180,6	25%	10,2	1%	-170,5	
Total resultado no operacional	215,9	30%	3,1	0%		
Ganancia antes de impuesto.....	330,7	46%	101,1	13%	-229,6	-69%
Impuesto a las ganancias.....	(68,3)	-10%	(26,2)	-3%	42,1	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	262,4	37%	74,9	10%	-187,5	-71%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	260,6	36%	69,3	9%	-191,3	-73%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	1,8	0%	5,6	1%	3,8	207%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	260,6	36%	69,3	9%	-191,3	-73%
Ganancia por acción.....	0,247	0%	0,066	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\$12,6 millones debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$0,4 millones en los primeros nueve meses de 2017, lo que se compara negativamente con el periodo anterior.

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.

Para estos primeros nueve meses los otros ingresos no operacionales netos alcanzaron los US\$10,2 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%.

Para los primeros nueve meses de 2017, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$69,3 millones, lo que compara negativamente con la utilidad de los primeros nueve meses de 2016 por los efectos extraordinarios ocurridos en el periodo anterior. Eliminando los efectos no recurrentes, la utilidad neta de los primeros nueve meses de 2017 habría alcanzado los US\$60,9 millones, una disminución de 3% versus US\$62,8 millones en 9M2016, debido a un menor EBITDA y la mayor tasa impositiva, parcialmente contrarrestados por un menor costo financiero.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2017, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$87,0 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$825 millones.¹

Información a septiembre 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	151,1	177,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(49,9)	(415,9)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	<u>(91,2)</u>	<u>46,6</u>
Cambio en el efectivo	<u>9,9</u>	<u>(192,3)</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En los primeros nueve meses de 2017, el flujo de caja neto proveniente de la operación incluyó US\$252,6 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$57,6 millones) y de pagos de intereses (US\$18 millones) alcanzaron los US\$177,0 millones. Cabe notar que los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$40,6 millones, de los cuales US\$22,6 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En los primeros nueve meses de 2017, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$415,9 millones, principalmente por las inversiones en activos fijos (US\$395,7 millones) y aportes a TEN (US\$21,4 millones). En los primeros nueve meses de 2016, en cambio, los flujos de las actividades de inversión fueron de solo US\$49,9 millones ya que las inversiones en activos fijos fueron contrarrestadas por los ingresos 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 los primeros nueve meses de 2017 y 2016 ascendieron a US\$273,7 millones y US\$395,7 millones, respectivamente. En los primeros nueve meses de 2017 las inversiones en activos fijos incluyeron US\$319,3 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$35,6 millones en el nuevo puerto y US\$40,8 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 septiembre de cada año (en millones de US\$)

CAPEX	<u>2016</u>	<u>2017</u>
CTA	1,0	1,0
CTA (Nuevo Puerto).....	50,4	35,6
CTH	0,2	0,5
IEM.....	186,4	319,3
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	2,5	17,2
Mejoras Medioambientales	2,0	0,1
Planta Solar.....	9,1	-
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	7,8	16,0
Otros.....	14,2	6,0
Total inversión en activos fijos	<u>273,7</u>	<u>395,7</u>

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El flujo relacionado con actividades financieras durante los primeros nueve meses de 2017 incluye dos partidas: (1) pagos de dividendos por un total de US\$28,4 millones, de los cuales US\$15,6 millones fueron pagados al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH) y US\$12,8 millones pagados por EECL, y (2) nuevos préstamos a un año plazo por un total de US\$75 millones.

Obligaciones contractuales

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

Obligaciones Contractuales al 30/09/17

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.....	75,0	75,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	-	400,0	350,0
Costo financiero diferido.....	(19,8)	(0,5)	-	(4,6)	(14,7)
Intereses devengados.....	7,6	7,6	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	0,0	0,0	-	-	-
Total	<u>812,8</u>	<u>82,2</u>	<u>-</u>	<u>395,4</u>	<u>335,3</u>

El 20 de julio de 2017, EECL tomó dos créditos a un año plazo con los bancos BCI por USD 60 millones y Banco de Crédito del Perú por USD 15 millones. Ambos créditos son en dólares, devengan una tasa de interés fija y se encuentran documentados con pagarés simples, reflejando la obligación de pago en la fecha acordada, sin restricciones operacionales o financieras y con opción de prepago sin costo para la compañía.

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.

El 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 permite a la compañía girar de manera flexible préstamos por hasta un monto total de US\$270 millones, pagaderos hasta el 30 de 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 septiembre 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. 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 se 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, la tarifa se determina en dólares y actualmente se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de este contrato se encuentra acotada. 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 ha evitado 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 septiembre de 2017, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, incluyendo los dos créditos de corto plazo, cuyas tasas de interés quedaron fijas por un

año. 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 Septiembre 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
(US\$)	4.500% p.a.	-	75,0	-	-	-	75,0
Total		-	75,0	-	-	750,0	825,0

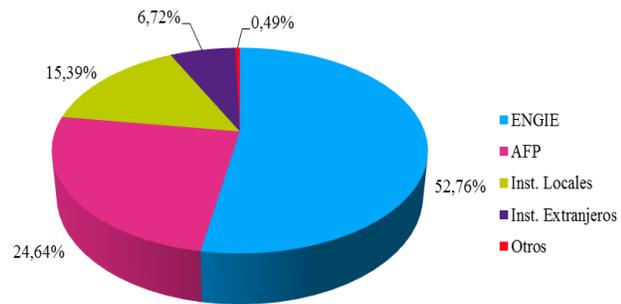
Riesgo de crédito

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 SEPTIEMBRE DE 2017

N° de accionistas: 1.830



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			
	1T16	2T16	3T16	9M16	1T17	2T17	3T17	9M17
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.737	1.691	1.685	5.113	1.600	1.631	1.587	4.818
Ventas de energía a clientes regulados	483	476	471	1.430	476	479	485	1.441
Ventas de energía al mercado spot	109	168	91	368	88	82	76	246
Total ventas de energía.....	2.328	2.336	2.247	6.911	2.164	2.193	2.148	6.505
Generación bruta por combustible								
Carbón.....	1.893	1.749	1.660	5.302	1.253	1.294	1.286	3.834
Gas.....	499	343	401	1.243	277	234	236	746
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	7	11	7	25	3	13	7	23
Hidro/ Solar.....	12	10	14	36	17	13	13	43
Total generación bruta.....	2.411	2.114	2.082	6.606	1.550	1.555	1.542	4.646
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(191)	(162)	(152)	(505)	(130)	(122)	(121)	(373)
Total generación neta.....	2.220	1.952	1.930	6.102	1.419	1.433	1.421	4.273
Compras de energía en el mercado spot								
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	178	468	414	1.060	821	842	795	2.458
	2.397	2.420	2.344	7.161	2.240	2.275	2.215	6.730

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T16	2T16	3T16	9M16	1T17	2T17	3T17	9M17
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....	47,7	43,9	41,5	133,1	46,7	51,3	48,9	146,9
Ventas a clientes no regulados.....	156,7	165,9	162,9	485,4	184,4	184,2	171,4	540,1
Ventas al mercado spot y ajustes.....	8,2	12,8	12,8	33,9	7,1	11,2	6,1	24,4
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	212,6	222,5	217,3	652,4	238,3	246,7	226,4	711,4
Ventas de gas.....	0,1	2,2	3,7	6,1	1,3	1,9	2,2	5,4
Otros ingresos operacionales.....	18,2	15,4	25,8	59,4	19,2	23,1	23,1	65,4
Total ingresos operacionales.....	230,9	240,2	246,8	717,9	258,8	271,7	251,7	782,2
Costos de la operación								
Combustibles.....	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(235,7)	(88,2)	(87,5)	(85,7)	(261,4)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(94,4)	(54,7)	(60,3)	(50,4)	(165,5)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,8)	(33,3)	(33,6)	(100,7)	(32,3)	(33,0)	(34,0)	(99,4)
Otros costos directos de la operación	(45,8)	(48,9)	(55,3)	(150,1)	(43,0)	(43,1)	(46,5)	(132,6)
Total costos directos de ventas.....	(186,5)	(197,6)	(196,8)	(580,9)	(218,3)	(223,9)	(216,7)	(658,8)
Gastos de administración y ventas.....	(6,8)	(5,1)	(8,4)	(20,3)	(8,3)	(7,0)	(10,7)	(26,1)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas...	(0,6)	(1,2)	(1,2)	(3,0)	(1,1)	(1,0)	(1,0)	(3,1)
Otros ingresos de la operación.....	(0,7)	0,6	1,2	1,1	1,5	0,6	1,7	3,8
Total costos de la operación.....	(194,6)	(203,3)	(205,2)	(603,1)	(226,2)	(231,3)	(226,7)	(684,1)
Ganancia operacional.....	36,3	36,9	41,6	114,8	32,6	40,4	25,1	98,1
EBITDA.....	70,7	71,3	76,4	218,4	66,0	74,4	60,1	200,5
Ingresos financieros.....	0,6	0,6	0,5	1,7	1,0	0,9	0,0	1,9
Gastos financieros.....	(7,8)	(8,0)	(6,8)	(22,6)	(4,5)	(3,3)	(2,3)	(10,0)
Diferencia de cambio.....	0,8	0,2	1,3	2,4	0,3	(1,4)	1,5	0,4
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	53,9	(0,4)	0,3	53,8	0,7	(0,2)	0,2	0,6
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	179,3	0,5	0,9	180,6	(0,5)	10,1	0,5	10,2
Total resultado no operacional	226,8	(7,2)	(3,7)	215,9	(2,9)	6,1	(0,1)	3,1
Ganancia antes de impuesto.....	263,1	29,7	37,9	330,7	29,7	46,4	25,0	101,1
Impuesto a las ganancias.....	(49,8)	(8,3)	(10,2)	(68,3)	(7,4)	(12,5)	(6,2)	(26,2)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	213,3	21,4	27,7	262,4	22,2	33,9	18,8	74,9
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	212,0	21,6	27,0	260,6	19,7	31,5	18,1	69,3
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	1,3	(0,2)	0,7	1,8	2,6	2,4	0,7	5,6
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	212,0	21,6	27,0	260,6	19,7	31,5	18,1	69,3
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,201	0,020	0,026	0,247	0,019	0,030	0,017	0,066

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2016	2017
	Diciembre	Septiembre
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	278,8	87,1
Otros activos financieros corrientes	2,7	2,8
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	104,6	117,5
Impuestos por recuperar	36,1	27,6
Inventarios corrientes	177,1	166,6
Otros activos no financieros corrientes	34,8	29,2
Total activos corrientes	634,2	430,8
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.206,8	2.442,2
Otros activos no corrientes	472,1	474,9
TOTAL ACTIVO	3.313,1	3.347,9
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	17,4	82,2
Otros pasivos corrientes	274,8	212,1
Total pasivos corrientes	292,2	294,3
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	731,4	730,7
Otros pasivos de largo plazo	283,3	281,4
Total pasivos no corrientes	1.014,7	1.012,1
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.922,5	1.966,9
Participaciones no controladoras	83,6	74,6
Patrimonio	2.006,2	2.041,5
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.313,1	3.347,9

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

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones entre balance general al 30 de septiembre de 2017 y el 31 de diciembre de 2016 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Se aprecia una disminución de US\$191,7 millones en el saldo de efectivo debido al intenso programa de inversiones en activo fijo que está llevando a cabo la compañía.

Deudores comerciales y cuentas por cobrar: El aumento de US\$12,9 millones se explica fundamentalmente por saldos por cobrar a clientes regulados originados por el diferencial entre la tarifa vigente y la tarifa efectivamente en aplicación de acuerdo a los decretos de precio de nudo correspondientes. Este diferencial se debe al retraso en la publicación de los decretos de precio de nudo promedio y se pagará en los períodos subsecuentes a su publicación. Con fecha 10 de octubre de 2017, los decretos de Precios de Nudo Promedio Enero 2017 y Julio 2017 fueron publicados en el diario oficial.

Impuestos por recuperar: La disminución de US\$8,5 millones se debe principalmente a saldos por recuperar por impuestos pagados sobre utilidades de ejercicios anteriores que fueron efectivamente recibidos durante el ejercicio.

Inventarios corrientes: Se observa una disminución de US\$10,6 millones en los inventarios producto de variaciones en sentidos contrarios. Mientras los inventarios de carbón y aditivos para el control de emisiones (cal

hidratada, caliza y bicarbonato) disminuyeron en US\$7,7 millones y los inventarios de petróleo diésel cayeron en US\$3,9 millones por la menor generación con dichos combustibles, los inventarios de gas natural licuado aumentaron en US\$10 millones como resultado de los programas de generación y de arribo de naves de GNL. Por otra parte, se registró una disminución de US\$5,3 millones en la partida de materiales y suministros de operación además de la provisión de obsolescencia que alcanzó US\$3,3 millones en el período.

Otros activos no financieros corrientes: La disminución de US\$5,6 millones se debe principalmente a menores anticipos a proveedores. La reducción en esta partida superó el aumento de US\$4,6 millones en el IVA crédito fiscal básicamente generado por el alto nivel de inversión en activos fijos por la construcción en curso de los proyectos IEM y Puerto Andino.

Propiedades, planta y equipos-neto: La construcción de los proyectos IEM y Puerto Andino explican mayoritariamente el aumento neto de US\$235,4 millones en esta partida.

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento neto de US\$64,8 millones producto de dos factores principales: (i) La compañía tomó deuda de corto plazo por un total de US\$75 millones con los bancos BCI y BCP y (ii) los intereses devengados por los dos bonos 144-A/Reg S de la compañía presentaban un mayor valor a diciembre de 2016 que a septiembre de 2017 debido al calendario de pago de intereses en los meses de enero y julio de cada año.

Otros pasivos corrientes: Hubo una importante disminución de US\$62,7 millones en esta partida como resultado de las siguientes variaciones principales: (i) Una disminución de US\$38,1 millones en la provisión de impuesto a la renta explicada por el alto resultado registrado en 2016 por ingresos no recurrentes relacionados con la venta de activos (50% del proyecto TEN); (ii) la ausencia de cuentas por pagar a nuestro proveedor de gas natural, mientras que a fines de diciembre había una cuenta por pagar de US\$14 millones; (iii) una disminución de US\$16,7 millones en cuentas por pagar a proveedores; (iv) una disminución de US\$3,7 millones en provisiones por beneficios a los empleados; (v) un aumento en los dividendos por pagar de US\$8 millones; y (vi) un aumento de US\$2,3 millones en ingresos anticipados.

Deuda financiera de largo plazo: Esta partida no ha tenido variaciones relevantes.

Otros pasivos de largo plazo: Este ítem, cuya principal partida corresponde a impuestos diferidos, tampoco ha experimentado variaciones relevantes.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$44 millones en el patrimonio atribuible a propietarios de la controladora se compone de (i) utilidades del ejercicio por US\$69,3 millones menos (ii) US\$4,1 millones de cambios en la valoración de derivados de cobertura y menos (iii) US\$20,7 millones correspondientes a la provisión de pago de dividendos equivalente al 30% de la utilidad del ejercicio de acuerdo a la política de reparto de dividendos de la compañía.

Participaciones no controladoras: La porción de patrimonio correspondiente a participaciones no controladoras, por su parte, registró una disminución de US\$9 millones debido a repartos de utilidades retenidas y provisiones de pago de dividendos por un total de US\$15 millones que excedieron las utilidades del ejercicio de US\$5,6 millones.

ANEXO 2

INFORMACIÓN FINANCIERA

	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17
EBITDA*	70,7	71,3	76,4	66,4	66,0	74,4	60,1
Ganancia atribuible a la controladora	212,0	21,6	27,0	-5,7	19,7	31,5	18,1
Gastos Financieros	7,8	8,0	6,8	4,1	4,5	3,3	2,3

* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio

	Dec-16	Sep-17
EBITDA (últimos 12 meses)	284,8	266,8
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	254,8	63,6
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	26,7	14,1
Deuda Financiera	748,9	812,8
Corriente	17,4	82,2
No-Corriente	731,4	730,7
Efectivo y efectivo equivalente	278,8	87,1
Deuda financiera neta	470,1	725,7

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			dic-16	sept-17	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,17	1,46	-33%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,56	0,90	-43%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	342,0	136,5	-60%
	ENDEUDAMIENTO				
	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,65	0,64	-2%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	10,66	18,92	78%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,63	3,05	16%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,65	2,72	65%
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

Al cierre de septiembre de 2017, La Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,46x y 0,90x respectivamente, disminuyendo con respecto a Dic16 un 32,6% y 42,6% respectivamente, debido a: i) una disminución en los activos corrientes explicado principalmente por un retroceso del ítem Efectivo y efectivo equivalente producto de un aumento en las actividades de inversión; ii) aumento en los Pasivos corrientes durante el periodo (se tomó deuda de corto plazo en el tercer trimestre por US\$75 millones). En consecuencia, disminuyó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes.

La Razón de Endeudamiento alcanzó 0,64x a septiembre de 2017, una mínima variación con el valor de 0,65x a Dic16. La disminución de 1,8% se explica principalmente por el aumento en el patrimonio neto producto de las utilidades del período, dado que los pasivos totales se mantuvieron prácticamente sin variaciones. Esto último, fue el resultado de un efecto neutro en los pasivos corrientes, ya que aumentó la sub-componente financiera (por el crédito ya mencionado), pero fue totalmente contrarrestada por la disminución de la porción no financiera

(fundamentalmente por los pasivos por impuestos -derivados de la venta del 50% de TEN- y en menor medida de las cuentas por pagar).

La Cobertura de Gastos Financieros a septiembre de 2017 fue de 18,92x, mayor al valor de 10,66x (Dic-16) producto de la disminución de 47% de los gastos financieros (12 meses), explicados por la activación de intereses del proyecto IEM.

La Deuda financiera sobre EBITDA aumentó 16%, producto del efecto conjunto del aumento en 8,5% de la deuda financiera y disminución de 6,3% del EBITDA (de los últimos 12 meses). Respecto al índice de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA, éste aumentó 65%, producto principalmente de la disminución del Efectivo y efectivo equivalente en US\$192 millones.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 3,2% y 1,9%, disminuyendo drásticamente en relación a Dic16. Dicha disminución se debe principalmente por la utilidad no recurrente registrada en el primer trimestre del año anterior producto de la venta del 50% de las acciones de TEN.

CONFERENCIA TELEFONICA 9M17

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre de 2017, el día **martes 7 de noviembre de 2017** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 AM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar: **+1(412) 858-4609**, internacional ó **1230-020-5802** (toll free Chile) o **+1(866) 750-8807** (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: 10113236. La repetición estará disponible hasta el día 17 de noviembre de 2017.