

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$218 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$261 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DE 2016.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$76,4 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO, CON UNA MEJORA DE 1,6 PUNTOS PORCENTUALES EN EL MARGEN EBITDA. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DEL TERCER TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$27,0 MILLONES, NIVEL SIMILAR RESPECTO A IGUAL PERIODO DEL AÑO ANTERIOR.

- **Los ingresos operacionales** en los primeros nueve meses de 2016 alcanzaron los US\$717,9 millones, disminuyendo un 17% en comparación a igual periodo del año anterior, manteniendo la tendencia mostrada en el trimestre anterior. El retroceso se debió principalmente a un menor precio promedio monómico, tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas, y la marcada disminución del negocio de venta de gas natural.
- **El EBITDA** de los primeros nueve meses llegó a los US\$218,4 millones, con un margen EBITDA de 30,4%, superior en 1,8 puntos porcentuales a igual periodo del año anterior. Sin embargo, el EBITDA retrocedió 12%, producto de menores ingresos por US\$151,3 millones (-17%) que no alcanzaron a ser compensados por la baja de US\$113,9 millones (-16%) en los costos de ventas. Sin embargo, se destaca la reducción de US\$11,3 millones en gastos de administración y ventas respecto a los primeros nueve meses del año anterior.
- **La utilidad neta** de los primeros nueve meses de 2016 alcanzó US\$260,6 millones, un aumento de gran magnitud respecto a igual periodo de 2015, debido principalmente a la venta del 50% de TEN. Aislado efectos no recurrentes, la utilidad neta de los primeros nueve meses de 2016 alcanzó los US\$68,8 millones, retrocediendo 5% respecto a igual periodo del año anterior por el menor margen anteriormente descrito.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	3T15	3T16	Var %	9M15	9M16	Var %
Total ingresos operacionales	299,6	246,8	-18%	869,2	717,9	-17%
Ganancia operacional	50,2	41,6	-17%	145,5	114,8	-21%
EBITDA	88,0	76,4	-13%	248,8	218,4	-12%
Margen EBITDA	29,4%	31,0%	+1,6 pp	28,6%	30,4%	+1,8 pp
Total resultado no operacional	(11,5)	(3,7)		(34,5)	215,9	
Ganancia después de impuestos	28,8	27,7	-4%	77,0	262,4	241%
Ganancia atribuible a los controladores	27,4	27,0	-1%	72,4	260,6	260%
Ganancia atribuible a los controladores sin efectos no recurrentes	27,4	27,0	-1%	72,4	68,8	-5%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,5	0,7	-53%	4,6	1,8	-60%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,026	0,026	-1%	0,069	0,247	260%
Ventas de energía (GWh)	2.373	2.247	-5%	6.966	6.911	-1%
Generación neta de energía (GWh)	2.032	1.930	-5%	6.225	6.097	-2%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	387	414	7%	893	1.060	19%

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. ("EECL") participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en el norte de Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 30 de septiembre de 2016, mantenía un 46% 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
TERCER TRIMESTRE DE 2016	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2016.....	4
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	4
ANTECEDENTES GENERALES	6
Costos Marginales	6
Sobrecostos	7
Precios de Combustibles	7
Generación	8
Tercer trimestre de 2016 comparado con el segundo trimestre de 2016 y tercer trimestre de 2015.....	10
Ingresos operacionales	10
Costos operacionales.....	12
Margen Eléctrico.....	13
Resultado operacional	13
Resultados financieros	14
Ganancia neta.....	14
Primeros nueve meses de 2016 comparado con los primeros nueve meses de 2015.....	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 cobertura de riesgos.....	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	23
Riesgo de crédito.....	23
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de SEPTIEMBRE de 2016	24
ANEXO 1	25
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS.....	25
Ventas Físicas	25
Estados de Resultados Trimestrales	26
Balance	27
ANEXO 2	28
INDICADORES FINANCIEROS.....	28
CONFERENCIATELEFONICA 9M16	29

HECHOS DESTACADOS

TERCER TRIMESTRE DE 2016

- **Llamado a JEA:** Por acuerdo del Directorio de Engie Energía Chile (EECL), se citó a Junta Extraordinaria de Accionistas, a celebrarse el viernes 28 de octubre de 2016, con objeto de pronunciarse -en el contexto del financiamiento del proyecto TEN- acerca de la constitución de prendas sobre las acciones de TEN que mantiene EECL.
- **Ministro Energía visita obras de TEN:** Una visita para inspeccionar en terreno los avances del proyecto de interconexión de los sistemas Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC), que lleva adelante Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), realizó el 20 de septiembre el Ministro de Energía, Máximo Pacheco junto a autoridades regionales, ejecutivos de TEN, Red Eléctrica Internacional y Engie Energía Chile, destacando que la obra contaba a la fecha con un 60% de avance global.
- **Ingreso al SEA del proyecto Las Arcillas:** Engie Energía Chile ingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Biobío el proyecto “Central a Gas Natural Las Arcillas”, en la comuna de Pemuco, sector de Chequenes. El proyecto que se somete a evaluación ambiental considera la central de generación de energía, un gasoducto y una línea de transmisión.
- **Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01:** El miércoles 17 de agosto se realizó el acto público de adjudicación de la Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01, que ofreció 12.430 GWh/año de energía y que abastecerá las necesidades de electricidad de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados SIC y SING por 20 años a partir del año 2021. El 27 de julio, 84 empresas presentaron sus ofertas económicas y administrativas en esta subasta que consideró 5 Bloques de Suministro, equivalente a aproximadamente un tercio del consumo actual de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados SIC y SING. El precio medio de adjudicación de la energía fue de 47,6 US\$/MWh.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

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

- **Adopción de nueva razón social:** Engie Energía Chile S.A. (antes denominada E.CL S.A), comunicó que a partir del día 15 de junio de 2016, se hizo efectivo el cambio de razón social de la compañía, acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2016.
- **Pago de dividendos:** El día 26 de Mayo, EECL pagó el dividendo definitivo acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas y el dividendo provisorio aprobado por el directorio de la Sociedad el día 26 de abril pasado, alcanzando ambos la suma total de US\$70.350.604.

PRIMER TRIMESTRE DE 2016

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de Engie Energía Chile S.A. celebrada el martes 26 de abril de 2016, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 20 de mayo.
 - b) Elegir como directores titulares de la Sociedad a las personas que a continuación se indican: i) Philip de Cnudde; ii) Pierre Devillers; iii) Daniel Pellegrini; iv) Hendrik De Buyserie; v) Mauro Valdés Raczynski; vi) Emilio Pellegrini Ripamonti; y vii) Cristián Eyzaguirre Johnston. Se designaron además los respectivos directores suplentes: i) Dante Dell'Elce; ii) Patrick Obyn; iii) Willem van Twembeke; iv) Pablo Villarino Herrera; v) Gerardo Silva Iribarne; vi) Fernando Abara Elías; y vii) Joaquín González Errázuriz.
 - c) Designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
- **Junta Extraordinaria de Accionistas:** En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad por “Engie Energía Chile S.A”, aprobando para ese efecto la modificación de los estatutos sociales.
- **Dividendo provisorio:** El Directorio de Engie Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$ 0,0603810972 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en moneda nacional, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja y la utilidad neta del primer trimestre de 2016 en Engie Energía Chile S.A..
- **Venta del 50% de TEN:** El día 27 de enero se materializó la venta del 50% de las acciones del proyecto TEN a Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación S.A. Como producto de la venta, EECL recibió el precio de US\$218 millones por las acciones más el importe correspondiente al 50% de los avances otorgados por EECL a TEN para financiar el avance del proyecto desde el inicio de su construcción. Con esto, EECL recibió recursos por US\$303 millones que la Compañía destinará en su mayor parte a financiar los proyectos en curso. La venta del 50% de las acciones de TEN tuvo un impacto positivo no-recurrente de US\$148 millones en la utilidad neta después de impuestos de EECL.

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 30 de septiembre de 2016 se tiene que:

- i. Infraestructura Energética Mejillones: Este proyecto de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra avanzando de acuerdo a cronograma y presupuesto. El contratista principal bajo modalidad llave en mano es S.K. Engineering and Construction (Corea) (“SKEC”). Los equipos principales, tales como turbina (Doosan-Skoda), caldera (Doosan) y generador

(Siemens) se encuentran en fabricación. Los principales sub-contratistas de SKEC son Salfa para obras civiles, Belfi para obras marítimas y SEIL (Corea) para el montaje de la caldera. La construcción del edificio de la caldera y de los pedestales de la turbina de vapor se encuentran en progreso. Asimismo, las obras civiles de la sala de control, así como las excavaciones para las estructuras de toma y descarga de agua y otros sistemas auxiliares, continúan avanzando. Se alzó y ubicó en su posición el domo de la caldera y cuatro silos de carbón se encuentran instalados. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018, con una inversión estimada de US\$892 millones (sin el puerto), de los cuales se han desembolsado un total de US\$286 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 35%.

- ii. Nuevo puerto: Su construcción está a cargo de Belfi, y tiene como fecha de entrega agosto de 2017, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$60 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 48%.
- iii. TEN: Este proyecto dejó de consolidarse en los estados financieros de EECL debido a la venta del 50% de su propiedad, quedando bajo control conjunto con Red Eléctrica. El proyecto también se encuentra avanzando de acuerdo a presupuesto y avanza según cronograma en su camino crítico, presentando a la fecha un progreso de 63%. Las fundaciones para las subestaciones y las obras civiles presentan distintos grados de avance, con los reactores y primeros transformadores ya recibidos en terreno. Asimismo, todas las pruebas de torres resultaron exitosas y las torres se encuentran en distintas etapas de construcción (obras civiles, pruebas, despacho de materiales y montaje). El cableado comenzó en junio pasado, según lo planificado. La totalidad de los derechos de paso se encuentran acordados y se han obtenido más del 90% de las concesiones eléctricas.

El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$808 millones, de los cuales a la fecha ya se han invertido US\$384 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. Para financiar el proyecto, la compañía está estructurando un financiamiento bancario de largo plazo del tipo “Project Finance” con asesoría de Banco Santander.

Cabe recordar que en diciembre de 2015, el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó el EIA del Proyecto Nueva Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA, al cual el proyecto TEN deberá conectarse en su extremo sur. En su extremo norte, se conectará al proyecto IEM y, para comenzar a recibir ingresos troncales, TEN deberá conectarse al SING a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que unirá las subestaciones Changos y Kapatatur. 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-Kapatatur.

ANTECEDENTES GENERALES

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

Costos Marginales

Costo Marginal Crucero 220 kV				Costo Promedio de Operación (SING)			
(En US\$/MWh)				(En US\$/MWh)			
Periodo	2015	2016	% Variación	Periodo	2015	2016	% Variación
			Año c/A				Año c/A
1T	49,3	48,8	-1%	1T	47,6	34,3	-28%
2T	58,4	70,3	20%	2T	49,1	37,0	-25%
Julio	50,8	82,1	62%	Julio	52,1	39,8	-24%
Agosto	59,9	49,6	-17%	Agosto	46,4	33,8	-27%
Septiembre	57,1	64,0	12%	Septiembre	39,8	33,2	-16%
3T	55,9	65,2	17%	3T	46,1	35,6	-23%
4T	65,2			4T	39,9		
Año	57,2	61,5	7%	Año	45,7	35,6	-22%

Fuente: CDEC-SING.

En el primer trimestre de 2016, los costos marginales mostraron un nivel muy similar a igual periodo del año anterior, promediando US\$48,8/MWh. Sin embargo, los costos medios de operación del sistema, que corresponden al promedio ponderado del costo variable de las centrales, mostraron una caída de dos dígitos, a consecuencia del menor costo de combustibles utilizados en el sistema.

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

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

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

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

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

Sobrecostos

Sobrecostos
(En millones de US\$)

<u>Periodo</u>	<u>2015</u>		<u>2016</u>		<u>% Variación Año c/A</u>	
	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>	<u>Total</u>	<u>Prorrata EECL</u>
1T	35,8	16,0	9,4	4,8	-74%	-70%
2T	52,3	27,6	13,6	4,5	-74%	-84%
Julio	22,8	12,5	3,6	1,6	-84%	-87%
Agosto	14,3	7,8	1,8	0,9	-87%	-88%
Septiembre	7,3	3,8	3,5	1,4	-53%	-62%
3T	44,5	24,0	8,9	3,9	-80%	-84%
4T	27,6	14,4				
Año	160,2	82,0	32,0	13,2	-80%	-84%

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

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

Para el tercer trimestre de 2016, la tendencia bajista fue algo más pronunciada, retrocediendo un 80% a nivel interanual. En los primeros nueve meses del año, la prorrata de EECL representó un 41% del total del sistema.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	<u>WTI (US\$/Barril)</u>			<u>Brent (US\$/Barril)</u>			<u>Henry Hub (US\$/MMBtu)</u>			<u>Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)</u>		
	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
1T	48,5	33,4	-31%	53,9	34,5	-36%	2,90	1,99	-31%	60,5	39,3	-35%
2T	57,8	45,5	-21%	62,1	46,0	-26%	2,75	2,15	-22%	57,8	48,3	-16%
3T	46,5	44,9	-3%	50,2	45,8	-9%	2,76	2,88	4%	54,1	58,8	9%
4T	42,0			43,3			2,12			46,8		
Año	48,7	41,4	-15%	52,3	42,1	-19%	2,62	2,34	-11%	54,8	49,0	-11%

Fuente: Bloomberg, AIE

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

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

En el tercer trimestre de este año, el petróleo se mantuvo en niveles similares a los del trimestre inmediatamente anterior, sin embargo el Henry Hub y el carbón mostraron un fuerte aumento de 34% y 22%, respectivamente, superando los últimos días de septiembre el nivel de 3 US\$/MMBtu para el HH y de US\$60/Ton en el caso del carbón. Sin embargo, en el promedio anual, todos los combustibles siguen mostrando una tendencia a la baja de dos dígitos.

Generación

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

Generación Total SING por tipo de combustible (en GWh)

		2015							
		1T 2015		2T 2015		3T 2015		9M 2015	
Tipo de Combustible		GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón		3.549	78%	3.431	73%	3.458	73%	10.438	75%
GNL		483	11%	605	13%	710	15%	1.798	13%
Diesel / Petróleo pesado		305	7%	454	10%	322	7%	1.081	8%
Renovable		188	4%	179	4%	216	5%	584	4%
Total generación bruta SING		4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	13.900	100%

		2016							
		1T 2016		2T 2016		3T 2016		9M 2016	
Tipo de Combustible		GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón		3.802	78%	3.737	76%	3.807	78%	11.345	78%
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%	14.638	100%

Fuente: CDEC-SING

Respecto a la oferta de energía disponible en el sistema, durante el primer trimestre de 2016 la potencia bruta horaria promedió 2.237 MW, un 6,7% superior a igual trimestre del año anterior. En cuanto a la generación bruta del sistema, ésta también tuvo un crecimiento anual de 8,0%, influida por el incremento de demanda tanto de nuevas faenas mineras que iniciaron su operación después del 1T de 2015, como por otras que aumentaron consumo (OLAP y OGP 1 de BHP Billiton, Sierra Gorda, Antucoya y Esperanza). Cabe notar que la potencia máxima del primer trimestre fue de 2.558 MW, un 8,5% superior a la de igual periodo de 2015. El mix de generación entre carbón y gas fue relativamente estable, con un aumento en la contribución de la energía renovable.

Para el segundo trimestre de 2016, se evidenció una potencia bruta horaria promedio de 2.237 MW, un 4,6% superior al segundo trimestre de 2015. Respecto a la potencia máxima, ésta fue de 2.554 MW en el segundo trimestre, la cual si bien no superó a la del trimestre inmediatamente anterior, mostró un crecimiento de 7,1% a nivel interanual. Respecto al mix de generación, la participación de GNL perdió 5 puntos porcentuales en el mix, el que fue suplido por carbón y en menor medida por ERNC.

En el tercer trimestre de 2016, la potencia bruta horaria promedio fue de 2.204 MW, creciendo un 3,4% respecto a igual trimestre de 2015. En tanto, la potencia máxima fue de 2.462 MW, prácticamente el mismo nivel que en el 3T de 2015, pero inferior al trimestre inmediatamente anterior. En cuanto al mix de generación, el carbón siguió ganando participación, como también la ERNC.

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

Generación por Empresa (en GWh)

2015

Empresa	1T 2015		2T 2015		3T 2015		9M 2015	
	GWh	% del total						
AES Gener	1.536	34%	1.532	33%	1.674	36%	4.742	34%
Celta	267	6%	263	6%	244	5%	774	6%
GasAtacama	276	6%	423	9%	384	8%	1.083	8%
EECL (con CTH al 100%)	2.267	50%	2.274	49%	2.195	47%	6.736	48%
Otros	179	4%	177	4%	209	4%	565	4%
Total generación bruta SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	13.900	100%

2016

Empresa	1T 2016		2T 2016		3T 2016		9M 2016	
	GWh	% del total						
AES Gener	1.661	34%	1.968	40%	2.158	44%	5.787	40%
Celta	257	5%	31	1%	5	0%	294	2%
GasAtacama	294	6%	458	9%	156	3%	907	6%
EECL (con CTH al 100%)	2.411	49%	2.114	43%	2.082	43%	6.606	45%
Otros	265	5%	316	6%	463	10%	1.044	7%
Total generación bruta SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	14.638	100%

Fuente: CDEC-SING

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

En el segundo trimestre de 2016, EECL disminuyó su generación 7,0% en comparación con igual periodo del año anterior, influido por el mantenimiento de las unidades CTM1 (carbón, 166 MW), CTM3 (gas, 251 MW), TG3 (Diesel, 38 MW) y CTH (carbón, 170 MW). La unidad CTM3 estuvo prácticamente todo el segundo trimestre fuera de operación, mientras que CTH estuvo todo el mes de junio en mantenimiento. CTM1 estuvo 10 días en mantenimiento, mientras que TG3 estuvo prácticamente todo mayo y junio fuera del sistema.

Para el tercer trimestre de 2016, EECL disminuyó su nivel de generación en 5,2% respecto a igual trimestre de 2015, junto con retroceder en la participación de generación en el mercado en 3,8 puntos porcentuales. La menor generación de la compañía respecto a igual trimestre de 2015 fue en la tecnología de carbón, con 131 GWh de diferencia, dado una menor generación del complejo de Tocopilla (principalmente la U15), levemente contrarrestado por una mayor generación del complejo de Mejillones (dado por la baja base de comparación de CTM1). Respecto a mantenciones mayores durante este tercer trimestre, la U14 (carbón, 136MW) estuvo 14 días en mantención, mientras que la U15 (carbón, 132 MW) estuvo 36 días en mantención. Además, CTH y CTM3 entraron en operación el 8 y 18 de julio, respectivamente, luego de finalizar mantenciones. La menor participación de EECL en la operación del SING se debió también al aumento en la participación de AES Gener producto de la entrada en operación comercial (9 de julio) de la primera unidad de la planta Cochrane.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 30 de septiembre 2016 y 30 de septiembre de 2015. Estos estados financieros han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros (www.svs.cl).

Resultados de las operaciones

Tercer trimestre de 2016 comparado con el segundo trimestre de 2016 y tercer trimestre de 2015

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T 2015		2T 2016		3T 2016		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes no regulados.....	186,3	77%	165,9	75%	162,9	75%	-2%	-13%
Ventas a clientes regulados.....	50,8	21%	43,9	20%	41,5	19%	-5%	-18%
Ventas al mercado spot.....	6,3	3%	12,8	6%	12,8	6%	0%	104%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	243,4	81%	222,5	93%	217,3	88%	-2%	-11%
Ventas de gas.....	30,3	10%	2,2	1%	3,7	1%		-88%
Otros ingresos operacionales.....	25,8	9%	15,4	6%	25,8	10%	67%	0%
Total ingresos operacionales.....	299,6	100%	240,2	100%	246,8	100%	3%	-18%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.786	75%	1.691	72%	1.685	75%	0%	-6%
Ventas de energía a clientes regulados.....	478	20%	476	20%	471	21%	-1%	-2%
Ventas de energía al mercado spot.....	109	5%	168	7%	91	4%	-46%	-17%
Total ventas de energía.....	2.373	100%	2.336	100%	2.247	100%	-4%	-5%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	101,6		96,1		98,9		3%	-3%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	106,2		92,2		88,3		-4%	-17%

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

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

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

En el tercer trimestre de 2016, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$217,3 millones, disminuyendo en un dígito respecto al trimestre previo, principalmente debido a las menores tarifas en el segmento de clientes regulados.

En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – éstas disminuyeron en el segmento de clientes regulados respecto al trimestre previo, fundamentalmente por el efecto precio, dada la tarifa que comenzó a aplicarse en mayo de 2016 y que permanecerá en vigencia hasta marzo de 2017. Se observa además una disminución a nivel físico de las ventas al mercado spot.

Respecto a las variaciones de consumo de nuestros clientes libres, este tercer trimestre de 2016 tuvo un leve avance comparado al trimestre anterior por la mayor demanda de Radomiro Tomic, Antucoya, Chuqui-Gaby y El Tesoro-Esperanza, lo cual fue contrarrestado por la disminución de demanda de Cerro Colorado, Xtrata Copper, El Abra y Cerro Dominador.

En la comparación interanual, los ingresos por ventas de energía y potencia muestran una caída de dos dígitos, retrocediendo US\$26,1 millones, explicado tanto por un efecto volumen en clientes libres, como por un efecto precio en clientes regulados.

Respecto a las ventas físicas, estas disminuyeron 4,3% (102 GWh), influidas principalmente por las menores ventas a clientes libres.

En términos interanuales, los clientes libres retrocedieron su demanda. En efecto, nuestra venta a clientes libres cayó en 84 GWh, producto del término de contrato con SQM y la disminución de demanda de El Abra y Xtrata Copper. Lo anterior fue levemente compensado por la demanda del nuevo cliente Antucoya y en menor medida por Esperanza-El Tesoro, entre otros.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este tercer trimestre a los US\$41,5 millones, con una baja de 18% en comparación con igual trimestre de 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde US\$3,33/MM BTU utilizado en 3T del año anterior (proveniente del proceso tarifario de abril de 2015) a US\$2,05/MM BTU usado en el 3T de 2016 (número del proceso tarifario de abril de 2016). En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, la caída de 5,4% en las ventas de este segmento fue principalmente por efecto del precio monómico promedio, dado que puntualmente para el mes de abril, el índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa fue de US\$2,24/MM BTU, levemente superior a los US\$2,05/MM BTU utilizado para este tercer trimestre.

En el tercer trimestre, las ventas físicas al mercado spot de nuestra filial CTA alcanzaron el 100% de nuestras ventas a este segmento (91 GWh), disminuyendo con respecto al trimestre anterior (168 GWh) y con respecto igual trimestre del año anterior (97 GWh). En cambio, CTH no tuvo venta al mercado spot durante el tercer trimestre, al igual que en el segundo trimestre, mientras que en el tercer trimestre del año anterior había reportado ventas al mercado spot por 12 GWh. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CDEC.

Durante este tercer trimestre, al igual que en el trimestre inmediatamente anterior, no ha sido relevante el ítem de ventas de gas, lo que se compara desfavorablemente con 3T2015. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes, que en este trimestre representó un 71% del total. Además incluye partidas de servicios varios (portuarios, mantención, etc).

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	<u>3T 2015</u>		<u>2T 2016</u>		<u>3T 2016</u>		<u>% Variación</u>	
	<u>Amount</u>	<u>% of total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Monto</u>	<u>% del total</u>	<u>Trim. c/T</u>	<u>Año c/A</u>
Costos de la operación								
Combustibles.....	(87,2)	35%	(74,4)	37%	(75,4)	37%	1%	-13%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(44,8)	18%	(41,0)	20%	(32,4)	16%	-21%	-28%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(37,3)	15%	(33,3)	16%	(33,6)	16%	1%	-10%
Otros costos directos de la operación	(71,6)	29%	(48,9)	24%	(55,3)	27%	13%	-23%
Total costos directos de ventas.....	(240,9)	97%	(197,6)	97%	(196,8)	96%	0%	-18%
Gastos de administración y ventas.....	(8,7)	3%	(5,1)	3%	(8,4)	4%	64%	-3%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,5)	0%	(1,2)	1%	(1,2)	1%	1%	122%
Otros ingresos/costos de la operación...	0,8	0%	0,6	0%	1,2	-1%		
Total costos de la operación.....	(249,3)	100%	(203,3)	100%	(205,2)	100%	1%	-18%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.791	82%	1.749	83%	1.660	80%	-5%	-7%
Gas.....	386	18%	343	16%	401	19%	17%	4%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	6	0%	11	1%	7	0%	-35%	23%
Hidro/Solar.....	12	1%	10	0%	14	1%	31%	10%
Total generación bruta.....	2.195	100%	2.114	100%	2.082	100%	-2%	-5%
Menos Consumos propios.....	(163)	-7%	(167)	-8%	(152)	-7%	-9%	-7%
Total generación neta.....	2.032	84%	1.947	81%	1.930	82%	-1%	-5%
Compras de energía en el mercado spot.....	387	16%	468	19%	414	18%	-12%	7%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.419	100%	2.415	100%	2.344	100%	-3%	-3%

La generación bruta de electricidad disminuyó tanto en forma interanual, como en la comparación respecto al trimestre anterior. Respecto al trimestre anterior, hubo una mayor disponibilidad de las centrales a gas, reflejándose en el aumento en generación. Sin embargo, debido a las mantenciones de las unidades 14 y 15 en Tocopilla, se exhibió una menor generación de carbón consolidada. En la comparación con igual trimestre del año anterior, la generación a gas mostró un ligero avance, mientras que el retroceso de 5% en la generación bruta total se atribuye fundamentalmente a la generación de carbón. En cuanto al mix de generación, la contribución de la generación en base a carbón (80%) disminuyó tanto respecto al trimestre anterior, como en forma interanual.

En este trimestre, el ítem de combustibles estuvo prácticamente en el mismo nivel que en el trimestre inmediatamente anterior, incluso en sus subcomponentes de carbón, GNL y cal hidratada. En la comparación interanual, el ítem de combustibles registró una caída, retrocediendo US\$11,7 millones, por el menor uso de carbón y gas que significó menores costos de US\$14,7 millones, lo que fue levemente contrarrestado por el mayor uso de cal hidratada, la cual se encontraba presente sólo en el complejo Tocopilla en el tercer trimestre del año anterior.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó en US\$8,6 millones respecto al trimestre anterior, lo cual se explica tanto por el menor volumen comprado, como por el menor precio promedio. Cabe notar que este ítem incluye la partida de sobrecostos del sistema, que ha disminuido significativamente a partir de diciembre de 2015. En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó US\$12,4 millones, lo cual se fundamenta principalmente por menores sobrecostos por US\$21,6 millones. Sin embargo, hubo mayores compras de energía y potencia por US\$9,2 millones, como resultado de mayores volúmenes comprados y mayores precios.

El costo de la depreciación en este trimestre (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) fue prácticamente similar a la del trimestre inmediatamente anterior. En tanto, en la comparación interanual, la magnitud de la depreciación cayó en US\$3,7 millones, debido al término de la depreciación de algunos activos.

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 un aumento de US\$6,4 millones, en comparación con el trimestre anterior, producto de mayores costos de peajes. En la comparación con igual trimestre

del año anterior, se observó un importante retroceso de US\$16,3 millones, mayoritariamente por menores costos de venta y regasificación de GNL – negocio que estuvo presente el año anterior- y también por una disminución en servicios de terceros e indemnizaciones, que fue parcialmente contrarrestada por mayores peajes de transporte de energía.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) registraron un aumento de US\$3,3 millones respecto al trimestre anterior, asociado principalmente a la reversa de contingencias legales en el trimestre anterior. En la comparación interanual registraron prácticamente el mismo nivel.

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

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	2015				2016			
	1T15	2T15	3T15	9M15	1T16	2T16	3T16	9M16
Margen Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	243,4	239,4	243,4	726,2	212,6	222,5	217,3	652,4
Costo de combustible.....	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(268,0)	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(235,7)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(109,0)	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(94,4)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	116,7	121,0	111,4	349,1	105,7	107,1	109,4	322,3
Margen eléctrico	48%	51%	46%	48%	50%	48%	50%	49%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un leve aumento de nivel (US\$2,3 millones) con respecto al trimestre inmediatamente anterior; y además, a nivel de margen porcentual, avanzó al 50%, dada la menor compra de energía y potencia al mercado spot (tanto física como valorizada). En comparación con igual trimestre del año anterior, el margen eléctrico tuvo una leve disminución de nivel de US\$2,0 millones, sin embargo, mostró una expansión a nivel porcentual (4,0 pp.).

Resultado operacional

EBITDA	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	3T 2015		2T 2016		3T 2016		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	299,6	100%	240,2	100%	246,8	100%	3%	-18%
Total costo de ventas	(240,9)	-80%	(197,6)	-82%	(196,8)	-80%	0%	-18%
Ganancia bruta.....	58,7	20%	42,6	18%	50,0	20%	17%	-15%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(8,4)	-3%	(5,8)	-2%	(8,4)	-3%	46%	0%
Ganancia Operacional.....	50,2	17%	36,9	15%	41,6	17%	13%	-17%
Depreciación y amortización.....	37,8	13%	34,5	14%	34,8	14%	1%	-8%
EBITDA.....	88,0	29,4%	71,3	29,7%	76,4	31,0%	7%	-13%

El EBITDA del tercer trimestre de 2016 llegó a US\$76,4 millones, superior al del trimestre inmediatamente anterior, debido en parte a peajes de transmisión y ventas y transporte de gas, que redundó en una mayor ganancia operacional, pese a la menor base de comparación en los gastos de administración y ventas. En la comparación interanual, la caída del EBITDA fue de 13%, producto fundamentalmente de la caída en ventas de gas y, en menor medida, por los mayores costos por uso de cal hidratada, que no alcanzaron a ser totalmente contrarrestados con

menores costos de combustibles y de sobrecostos de generación del sistema. A pesar de la caída del EBITDA, el margen EBITDA aumentó en 1,6 puntos porcentuales.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	3T 2015		2T 2016		3T 2016		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros.....	0,6	0%	0,6	0%	0,5	0%	-16%	-15%
Gastos financieros.....	(8,1)	-3%	(8,0)	-3%	(6,8)	-1%	-15%	-16%
Diferencia de cambio.....	(5,5)	-2%	0,2	0%	1,3	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-		(0,4)		0,3	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	1,5	1%	0,5	0%	0,9	0%		
Total resultado no operacional	(11,5)	-5%	(7,2)	-3%	(3,7)	-1%		
Ganancia antes de impuesto.....	38,8	17%	29,7	12%	37,9	5%	28%	-2%
Impuesto a las ganancias.....	(9,9)	-4%	(8,3)	-3%	(10,2)	-1%		
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	28,8	12%	21,4	9%	27,7	4%	30%	-4%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	27,4	12%	21,6	9%	27,0	4%	25%	-1%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	1,5	1%	(0,2)	0%	0,7	0%	-431%	-53%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	27,4	12%	21,6	9%	27,0	4%	25%	-1%
Ganancia por acción.....	0,017	0%	0,020	0%	0,026	0%		

En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el gasto financiero disminuyó en US\$1,2 millones debido a intereses presentes en el trimestre anterior asociados a la reliquidación de peajes. Además, en la comparación interanual retrocedió US\$1,3 millones debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó US\$1,3 millones a favor en el trimestre, levemente superior a la utilidad de cambio de US\$0,2 millones registrada el trimestre anterior. En la comparación con igual trimestre del año anterior, se observa una importante mejoría debido a que en el tercer trimestre de 2015 hubo una depreciación del peso chileno, influyendo sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), en el tercer trimestre se apreció una leve ganancia producto del resultado devengado del ejercicio de TEN asociada a variaciones de tipo de cambio. Esta ganancia contrasta con la pequeña pérdida producto de gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados. Cabe recordar que TEN se desconsolidó del balance en el primer trimestre, por lo que no hay una partida comparativa interanual.

Los otros ingresos no operacionales netos este trimestre alcanzaron los US\$0,9 millones, en los cuales se incluyó una utilidad generada por la venta de las oficinas (sede antigua en Santiago). Esta venta redundó en un resultado levemente superior al del trimestre anterior. En cuanto a igual trimestre del año anterior, hubo un leve retroceso.

Ganancia neta

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

En el tercer trimestre de 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$27 millones, muy similar a la de igual trimestre de 2015, puesto que el mejor resultado no operacional pudo compensar casi en su totalidad la caída en el resultado de la operación.

En la comparación con el segundo trimestre de este año, la comparación resulta positiva, tanto por el mejor resultado operacional (+US\$4,7 millones), como por el mejor resultado fuera de la operación (US\$3,5 millones), redundando en una mayor ganancia antes de impuesto.

Primeros nueve meses de 2016 comparado con los primeros nueve meses de 2015

Ingresos operacionales

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

	9M 2015		9M 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	548,6	76%	485,4	74%	-63,2	-12%
Ventas a clientes regulados.....	157,8	22%	133,1	20%	-24,7	-16%
Ventas al mercado spot.....	19,8	3%	33,9	5%	14,1	71%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	726,2	84%	652,4	91%	-73,8	-10%
Ventas de gas.....	71,9	8%	6,1	1%	-65,8	-92%
Otros ingresos operacionales.....	71,2	8%	59,4	8%	-11,7	-16%
Total ingresos operacionales.....	869,2	100%	717,9	100%	-151,3	-17%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	5.259	75%	5.113	74%	-145,8	-3%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.407	20%	1.430	21%	22,9	2%
Ventas de energía al mercado spot.....	300	4%	368	5%	68,1	23%
Total ventas de energía.....	6.966	100%	6.911	100%	-54,8	-1%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	102,2		94,7		-7,5	-7%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	112,1		93,1		-19,0	-17%

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

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

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

En los primeros nueve meses de 2016, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$652,4 millones, con una caída interanual de 10,2%, dada la indexación de las tarifas al precio de los combustibles. Como referencia, el precio internacional del carbón europeo cayó un 11% entre los primeros nueve meses de 2016 e igual periodo de 2015; cifra similar al retroceso del índice Henry Hub. En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – aumentaron levemente las ventas de energía al mercado spot en desmedro de las ventas tanto a clientes libres como a clientes regulados.

Las ventas físicas cayeron marginalmente. A nivel de clientes libres, el leve retroceso fue producto de la disminución de demanda de El Abra, el término de contrato con SQM y Michilla, parcialmente compensados por la mayor demanda de Antucoya, Radomiro Tomic, Chuquicamata, principalmente.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$133,1 millones, con una baja de 16% en comparación con los primeros nueve meses de 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta, levemente contrarrestado por un mayor nivel de ventas físicas. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato tuvo dos referencias en los primeros nueve meses de 2015, a saber US\$4,26/MM BTU y US\$3,33/MM BTU, las cuales se comparan para estos primeros nueve meses con US\$2,80/MM BTU y US\$2,05/MM BTU, respectivamente.

En términos físicos, las ventas al mercado spot provinieron en su totalidad de nuestra filial CTA, a diferencia de la contribución en los primeros nueve meses 2015 de 51 GWh de CTH. 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.

Para estos primeros nueve meses de 2016, respecto del ítem ventas de gas, hubo ventas de menor cuantía a Solgas. Cabe recordar que este año no estuvo presente el negocio de venta de gas a otro generador, lo que explica la alta base de comparación del año anterior. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes que representaron cerca del 54% del total de este ítem. Además incluye partidas de servicios portuarios, derechos de conexión y otros.

Costos operacionales

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

	<u>9M 2015</u>		<u>9M 2016</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.....	(268,0)	37%	(235,7)	39%	-32,3	-12%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(109,0)	15%	(94,4)	16%	-14,6	-13%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(101,6)	14%	(100,7)	17%	-0,9	-1%
Otros costos directos de la operación	(216,1)	30%	(150,1)	25%	-66,1	-31%
Total costos directos de ventas.....	(694,7)	96%	(580,9)	96%	-113,9	-16%
Gastos de administración y ventas.....	(33,0)	5%	(20,3)	3%	-12,6	-38%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,7)	0%	(3,0)	0%	1,3	78%
Otros ingresos/costos de la operación...	5,7	-1%	1,1	0%		
Total costos de la operación.....	(723,6)	100%	(603,1)	100%	-120,6	-17%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	5.442	81%	5.302	80%	-140,2	-3%
Gas.....	1.197	18%	1243	19%	46,2	4%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	61	1%	25	0%	-35,1	-58%
Hidro/Solar.....	37	1%	36	1%	-0,8	-2%
Total generación bruta.....	6.736	100%	6.606	100%	-129,9	-2%
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(511)	-8%	(510)	-8%	1,5	0%
Total generación neta.....	6.225	87%	6.097	85%	-128,4	-2%
Compras de energía en el mercado spot.....	893	13%	1.060	15%	166,4	19%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	7.118	100%	7.156	100%	38,0	1%

La generación bruta de electricidad tuvo un ligero descenso en la comparación de los primeros nueve meses, con prácticamente con la misma contribución del mix de combustibles.

Para los primeros nueve meses, la disminución en los precios internacionales de combustibles implicó una caída de 12% (US\$32,3 millones) en la partida de combustibles en comparación con igual periodo del año anterior. La disminución se explica principalmente por el ítem carbón y en menor medida GNL, los cuales en su conjunto representaron un ahorro del orden de US\$48 millones. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por el mayor uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases (parcialmente presente en igual periodo de 2015).

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró una disminución de dos dígitos, pese a un aumento en el volumen de las compras. Lo anterior se explica porque este ítem incluye sobrecostos, los cuales fueron particularmente importantes durante 2015. De hecho, excluyendo sobrecostos, las compras de energía y potencia estos primeros nueve meses aumentaron US\$28 millones, resultado tanto de un mayor volumen de compras como de un mayor precio promedio.

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

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Este ítem, como un todo, tuvo una disminución del orden de US\$66 millones, principalmente explicada por costo de venta y regasificación asociado al negocio de ventas de gas a otros generadores en 2015, seguido por menores costos generales.

Los gastos de administración y ventas (excluida la depreciación en este ítem) presentaron un importante retroceso de US\$ 12,6 millones, influido por la depreciación del peso chileno de 6% (680 CLP/USD en 9M16 v/s 640 en 9M15), junto con una reversa de contingencias legales, menores gastos de beneficios a empleados y menores gastos en asesorías y servicios de terceros, en el marco del plan de eficiencia que ha implementado la compañía.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por recuperaciones, provisiones e ingresos de diversos ítems, y su valor es bajo para estos primeros nueve meses. En igual periodo de 2015 hubo un recupero de provisión por incobrabilidad de US\$4,5 millones, asociado a un arbitraje con SQM.

Resultado operacional

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

EBITDA	9M 2015		9M 2016		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	869,2	100%	717,9	100%	-151,3	-17%
Total costo de ventas	(694,7)	80%	(580,9)	81%	-113,9	-16%
Ganancia bruta	174,4	20%	137,0	19%	-37,4	-21%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(28,9)	3%	(22,2)	3%	-6,7	-23%
Ganancia Operacional	145,5	17%	114,8	16%	-30,7	-21%
Depreciación y amortización.....	103,3	12%	103,6	14%	0,4	0%
EBITDA	248,8	28,6%	218,4	30,4%	-30,4	-12%

El EBITDA de los primeros nueve meses de 2016 alcanzó los US\$218,4 millones, con un retroceso de 12% comparado a igual periodo del año anterior. Como anteriormente se explicó, hubo una caída en el margen eléctrico de la compañía en lo que va del año (US\$26,9 millones), lo que sumado a la ausencia del negocio del gas con otro generador y una reliquidación favorable de peajes en los primeros nueve meses de 2015 redundó en una menor ganancia bruta. Cabe resaltar que se ha hecho un esfuerzo en reducir los gastos de administración y ventas de la compañía dentro del plan de eficiencia (ahorros de personal), lo que ha permitido amortiguar los efectos de menores ingresos. Lo anterior redundó en un aumento de 1,8 puntos porcentuales en el margen EBITDA.

Resultados financieros

Información a Septiembre(en millones de US\$)

	9M 2015		9M 2016		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	1,5	1%	1,7	0%	0,2	13%
Gastos financieros.....	(27,7)	-12%	(22,6)	-3%	5,0	-18%
Diferencia de cambio.....	(9,7)	-4%	2,4	0%	12,1	
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	-		53,8	7%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	1,4	1%	180,6	25%		
Total resultado no operacional	(34,5)	-14%	215,9	30%		
Ganancia antes de impuesto.....	111,0	46%	330,7	46%	219,7	198%
Impuesto a las ganancias.....	(34,1)	-14%	(68,3)	-10%		
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	77,0	32%	262,4	37%	185,5	241%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	72,4	30%	260,6	36%	188,2	260%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	4,6	2%	1,8	0%	-2,8	-60%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	72,4	30%	260,6	36%	188,2	260%
Ganancia por acción.....	0,069	0%	0,247	0%		

El ingreso financiero estuvo dentro del mismo nivel en los primeros nueve meses de 2016 comparado con igual periodo de 2015.

El gasto financiero disminuyó en US\$5,0 millones, debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó US\$2,4 millones a favor en lo que va del año, lo que se compara favorablemente con el periodo anterior. La base de comparación se encuentra mermada debido al efecto en los primeros nueve meses de 2015 de la depreciación del peso chileno que influyó sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), se registra la utilidad relacionada al reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN, ítem no presente en igual periodo de 2015.

Para estos primeros nueve meses los otros ingresos no operacionales netos alcanzaron los US\$180,6 millones, explicados principalmente por partidas no recurrentes: i) venta del 50% de las acciones de TEN (US\$187 millones); ii) venta de una estación convertidora a SQM (US\$13 millones); iii) baja financiera de la central Tamaya ("impairment" de US\$18 millones) y; iv) baja de proyectos en desarrollo (US\$4 millones).

Ganancia neta

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

Para los primeros nueve meses de 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$260,6 millones, un alza de gran magnitud en comparación con el periodo anterior debido a la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN. A modo de hacer un análisis comparativo, eliminando los efectos no recurrentes, la utilidad neta de los primeros nueve meses habría alcanzado los US\$68,8 millones, un 5% de retroceso con respecto a

igual periodo del año anterior, debido a un menor resultado operacional, parcialmente compensado con un mejor resultado no operacional y un menor impuesto a las ganancias.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2016, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$152,8 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

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

Estado de flujo de efectivo	2015	2016
Flujos de caja netos provenientes de la operación	210,1	151,1
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(270,9)	(49,9)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(26,2)	(91,2)
Cambio en el efectivo	(87,1)	9,9

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja neto proveniente de la operación en los primeros nueve meses de 2016 incluyó US\$192,9 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$11,1 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía (US\$30,7 millones) alcanzaron los US\$151,1 millones.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En los primeros nueve meses de 2016, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$49,9 millones, compuesto como sigue:

- i. Flujo proveniente de la venta del 50% de las acciones de TEN: US\$217,56 millones;
- ii. Flujos provenientes de la venta del 50% de las acreencias con TEN netos de avances hechos a TEN durante el período: US\$15,64 millones;
- iii. Flujos provenientes de la venta de una subestación convertidora a SQM y la venta de las antiguas oficinas en Santiago: US\$19,53 millones;
- iv. Inversiones en activos fijos: US\$273,7 millones.
- v. Intereses e inversiones netas: US\$ 2,2 millones

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos para los primeros nueve meses los años 2016 y 2015 ascendieron a US\$273,7 millones y US\$268,3 millones, respectivamente. En 2016 las inversiones en activos fijos incluyen US\$186 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$50 millones en el nuevo puerto; y US\$7,8 millones en mantenciones mayores de equipos de transmisión y generación.

⁽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	2015	2016
CTA	-	1,0
CTA (Nuevo Puerto).....	10,8	50,4
CTH	0,3	0,2
Central Tamaya.....	0,5	-
IEM.....	55,4	186,4
TEN	116,7	-
Mantenión mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	45,1	2,5
Mejoras Medioambientales	12,1	2,0
Planta Solar.....	11,1	9,1
Mantenión mayor líneas y equipos de transmisión	-	7,8
Otros.....	16,3	14,2
Total inversión en activos fijos	268,3	273,7

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El principal flujo relacionado con actividades de financiamiento durante los primeros nueve meses de 2016, fue el pago de dividendos por un total de US\$91,2 millones, los cuales se componen de:

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

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 2016.

Obligaciones Contractuales al 30/9/16
Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria.....	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S.....)	750,0	-	-	-	750,0
Costo financiero diferido.....	(22,3)	(2,6)	-	-	(19,7)
Intereses devengados.....	7,4	7,4	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	1,8	1,7	-	-	0,2
Total	736,9	6,4	-	-	730,5

EECL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos por US\$400 millones pagadero en una sola cuota de capital a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual, y el segundo por US\$350 millones con un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual.

Con el objetivo de fortalecer la liquidez de la compañía, especialmente en un escenario con un fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 EECL firmó un contrato de línea de liquidez comprometida con el Banco de Chile por un total de UF 1.250.000 (equivalente a aproximadamente US\$50 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al 30 de septiembre de 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

En tanto, con fecha 30 de junio de 2015, EECL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), la que permitirá a la compañía girar de manera flexible préstamos por hasta un monto total de US\$270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad 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 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Engie Energía Chile S.A., celebrada el martes 26 de abril de 2016, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 20 de mayo.

El Directorio de Compañía, en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,0603810972 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en moneda nacional, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja de Engie Energía Chile S.A. y la utilidad neta del primer trimestre de 2016.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Final (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo, 2015	Final (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Final (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	63,6	0,06038

Política de cobertura de riesgos

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se detalla a continuación:

Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles

Nuestro negocio está sujeto al riesgo de fluctuaciones en la disponibilidad y en el precio de los combustibles. Nuestra política es proteger a la compañía de estos riesgos hasta donde sea posible mediante la indexación de las tarifas de energía incorporadas en nuestros contratos, procurando que la mezcla de combustibles considerada en nuestras tarifas y su indexación sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad. Es importante mencionar que en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. La compañía ha firmado un contrato de abastecimiento de GNL a largo plazo para suministrar el contrato de EMEL con tarifas vinculadas a Henry Hub; sin embargo, existe un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaleciente al momento de contratar cada embarque de GNL. Este riesgo queda acotado por el reajuste de tarifa del contrato de EMEL que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. Por otra parte, nuestra compañía participa en el negocio de compra y venta de combustibles, particularmente, ventas de gas a terceros. En éste se producen desfases entre el momento de compra y pago de los embarques, que normalmente ocurren en un momento determinado, y la venta del combustible que puede ocurrir a lo largo del año. Es por esta razón, que en el año 2015, la compañía tomó contratos del tipo swap de precios de combustibles para cubrir la exposición de sus resultados y de sus flujos de caja a la volatilidad de los precios de combustibles.

Riesgo de tipos de cambio de monedas

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos y costos están denominados en dólares y a que buscamos tomar deuda en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es limitada. El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Además, en la medida que se avanza en la construcción de nuestros proyectos IEM y Puerto, está aumentando el saldo de la cuenta IVA débito fiscal que se encuentra en pesos ajustables por inflación, quedando expuesta a fluctuaciones en el tipo de cambio dólar-peso. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos a un tipo de cambio observado que se reajusta semestralmente, a diferencia de los demás contratos que se ajustan mensualmente, por lo que la exposición al tipo de cambio de este contrato es mayor. El directorio de la compañía, en sus sesiones de fines de abril y septiembre de 2014 y marzo de

2015, aprobó estrategias de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato. Asimismo, la compañía, y su filial CTA firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC con S.K. Engineering and Construction, y Belfi, respectivamente, los que consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía evitará variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 30 de junio de 2016, un 100% del total de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija. Los desembolsos bajo la línea de crédito comprometida a 5 años firmada el 30 de junio de 2015 con los bancos Mizuho, Citibank, BBVA, Caixabank y HSBC, estarán afectos a una tasa de interés variable sobre la tasa LIBOR de 90 días. A la fecha, no se han girado créditos bajo esta línea.

Al 30 de Septiembre de 2016
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

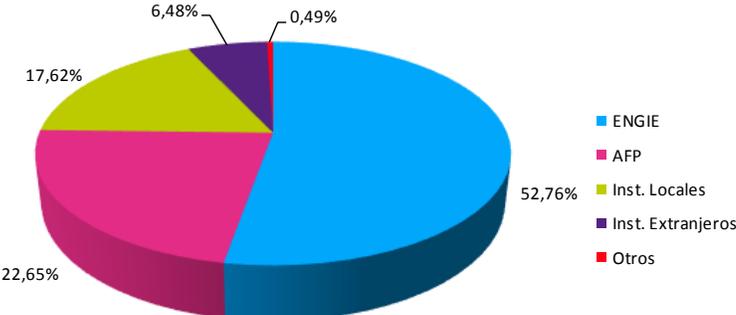
	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020 v más</u>	<u>Total</u>
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Total		-	-	-	-	750,0	750,0

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 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016

N° de accionistas: 1.886



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)							
	<u>2015</u>				<u>2016</u>			
	<u>1T15</u>	<u>2T15</u>	<u>3T15</u>	<u>9M15</u>	<u>1T16</u>	<u>2T16</u>	<u>3T16</u>	<u>9M16</u>
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.724	1.749	1.786	5.259	1.737	1.691	1.685	5.113
Ventas de energía a clientes regulados	463	466	478	1.407	483	476	471	1.430
Ventas de energía al mercado spot	149	42	109	300	109	168	91	368
Total ventas de energía.....	2.335	2.258	2.373	6.966	2.328	2.336	2.247	6.911
Generación bruta por combustible								
Carbón.....	1.826	1.825	1.791	5.442	1.893	1.749	1.660	5.302
Gas.....	404	407	386	1.197	499	343	401	1.243
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	23	31	6	61	7	11	7	25
Hidro/ Solar.....	13	11	12	37	12	10	14	36
Total generación bruta.....	2.267	2.274	2.195	6.736	2.411	2.114	2.082	6.606
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(168)</i>	<i>(181)</i>	<i>(163)</i>	<i>(511)</i>	<i>(191)</i>	<i>(167)</i>	<i>(152)</i>	<i>(510)</i>
Total generación neta.....	2.099	2.093	2.032	6.225	2.220	1.947	1.930	6.097
Compras de energía en el mercado spot								
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	291	216	387	893	178	468	414	1.060
	2.390	2.309	2.419	7.118	2.397	2.415	2.344	7.156

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS	1T15	2T15	3T15	9M15	1T16	2T16	3T16	9M16
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....	55,4	51,6	50,8	157,8	47,7	43,9	41,5	133,1
Ventas a clientes no regulados.....	181,9	180,4	186,3	548,6	156,7	165,9	162,9	485,4
Ventas al mercado spot y ajustes.....	6,2	7,3	6,3	19,8	8,2	12,8	12,8	33,9
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	243,4	239,4	243,4	726,2	212,6	222,5	217,3	652,4
Ventas de gas.....	18,4	23,1	30,3	71,9	0,1	2,2	3,7	6,1
Otros ingresos operacionales.....	25,8	19,5	25,8	71,2	18,2	15,4	25,8	59,4
Total ingresos operacionales.....	287,6	282,0	299,6	869,2	230,9	240,2	246,8	717,9
Costos de la operación								
Combustibles.....	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(268,0)	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(235,7)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(109,0)	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(94,4)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(31,4)	(32,9)	(37,3)	(101,6)	(33,8)	(33,3)	(33,6)	(100,7)
Otros costos directos de la operación	(69,5)	(75,0)	(71,6)	(216,1)	(45,8)	(48,9)	(55,3)	(150,1)
Total costos directos de ventas.....	(227,6)	(226,3)	(240,9)	(694,7)	(186,5)	(197,6)	(196,8)	(580,9)
Gastos de administración y ventas.....	(11,4)	(12,8)	(8,7)	(33,0)	(6,8)	(5,1)	(8,4)	(20,3)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,6)	(0,6)	(0,5)	(1,7)	(0,6)	(1,2)	(1,2)	(3,0)
Otros ingresos de la operación.....	0,2	4,8	0,8	5,7	(0,7)	0,6	1,2	1,1
Total costos de la operación.....	(239,4)	(234,9)	(249,3)	(723,6)	(194,6)	(203,3)	(205,2)	(603,1)
Ganancia operacional.....	48,2	47,1	50,2	145,5	36,3	36,9	41,6	114,8
EBITDA.....	80,1	80,6	88,0	248,8	70,7	71,3	76,4	218,4
Ingresos financieros.....	0,3	0,6	0,6	1,5	0,6	0,6	0,5	1,7
Gastos financieros.....	(10,9)	(8,7)	(8,1)	(27,7)	(7,8)	(8,0)	(6,8)	(22,6)
Diferencia de cambio.....	1,9	(6,2)	(5,5)	(9,7)	0,8	0,2	1,3	2,4
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	53,9	(0,4)	0,3	53,8
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,0	(0,1)	1,5	1,4	179,3	0,5	0,9	180,6
Total resultado no operacional	(8,7)	(14,4)	(11,5)	(34,5)	226,8	(7,2)	(3,7)	215,9
Ganancia antes de impuesto.....	39,5	32,8	38,8	111,0	263,1	29,7	37,9	330,7
Impuesto a las ganancias.....	(9,8)	(14,4)	(9,9)	(34,1)	(49,8)	(8,3)	(10,2)	(68,3)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto....	29,7	18,4	28,8	77,0	213,3	21,4	27,7	262,4
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	27,3	17,7	27,4	72,4	212,0	21,6	27,0	260,6
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras...	2,5	0,7	1,5	4,6	1,3	(0,2)	0,7	1,8
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	27,3	17,7	27,4	72,4	212,0	21,6	27,0	260,6
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,026	0,017	0,026	0,069	0,201	0,020	0,026	0,247

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2015	2016
	<u>31-Dec-15</u>	<u>30-Sep-16</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	147,0	152,8
Otros activos financieros corrientes	1,5	2,5
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	125,9	280,2
Impuestos por recuperar	39,1	24,5
Inventarios corrientes	173,5	182,3
Otros activos no financieros corrientes	24,2	27,4
Activos para la venta	247,9	-
Total activos corrientes	758,9	669,7
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.972,7	2.139,9
Otros activos no corrientes	379,0	438,6
TOTAL ACTIVO	3.110,6	3.248,2
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	19,0	6,4
Otros pasivos corrientes	219,2	227,9
Pasivos incluidos en activos para venta	35,3	-
Total pasivos corrientes	273,5	234,3
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	741,1	730,5
Otros pasivos de largo plazo	270,6	261,0
Total pasivos no corrientes	1.011,7	991,5
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.729,0	1.936,4
Participaciones no controladoras	96,3	86,0
Patrimonio	1.825,4	2.022,4
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.110,6	3.248,2

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

ANEXO 2

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-15	Sep-16	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,77	2,86	3%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,14	2,08	-3%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	485,4	435,4	-10%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,70	0,61	-14%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	8,41	8,79	5%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,43	2,61	7%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,96	2,07	5%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,4%	14,6%	168%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	8,7%	187%

*últimos 12 meses

CONFERENCIA TELEFONICA 9M16

Engie Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre de 2016, el día jueves 27 de octubre de 2016 a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 11:00 AM (USA-NY)

Dirigida por:

Carlos Freitas, 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: 10094036. La repetición estará disponible hasta el día 8 de noviembre de 2016.