

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$278 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$72 MILLONES EN LOS PRIMEROS NUEVE MESES DE 2018.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$91,8 MILLONES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 53% CON RESPECTO AL TERCER TRIMESTRE DE 2017. EL INCREMENTO DE EBITDA SE EXPLICA POR LA ENTRADA EN VIGENCIA DEL CONTRATO CON COMPAÑÍAS DISTRIBUIDORAS DE LA ZONA CENTRAL DEL SEN (EX SIC), BAJO EL QUE LA COMPAÑÍA COMENZÓ A SUMINISTRAR ENERGÍA POR UN TOTAL DE HASTA 5.040 GWH ANUALES DURANTE 15 AÑOS.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$950,7 millones en los primeros nueve meses de 2018, aumentando 22% en comparación con igual periodo del año anterior, producto principalmente de mayores ventas de energía en el segmento de clientes regulados asociadas a la demanda de las compañías distribuidoras del centro-sur del SEN.
- **El EBITDA** de los primeros nueve meses de 2018 llegó a los US\$278,5 millones, un aumento de 39% en comparación con el mismo periodo del año anterior, producto principalmente de mayores ventas de energía en el segmento de clientes regulados de la zona centro-sur del SEN.
- **La utilidad neta** de los primeros nueve meses del año 2018 alcanzó US\$72,5 millones, un aumento de 5% con respecto al mismo periodo de 2017. Este resultado se vio afectado por impactos no recurrentes en el segundo trimestre, principalmente por el reconocimiento del menor valor contable de las unidades 12 y 13 de Tocopilla (*impairment*). Excluyendo efectos no recurrentes en ambos periodos, la utilidad neta presentó un aumento de 99%, llegando a los US\$120,9 millones.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	3T17	3T18	Var %	9M17	9M18	Var%
Total ingresos operacionales	251,7	347,3	38%	782,2	950,7	22%
Ganancia operacional	25,1	57,1	128%	98,1	177,0	80%
EBITDA	60,1	91,8	53%	200,5	278,5	39%
Margen EBITDA	23,9%	26,4%	+3.6 pp	25,6%	29,3%	+3.7 pp
Total resultado no operacional	(0,1)	(1,6)		3,1	(71,3)	
Ganancia después de impuestos	18,8	40,3	114%	74,9	79,1	5%
Ganancia atribuible a los controladores	18,1	37,3	105%	69,3	72,5	5%
Ganancia atribuible a los controladores sin efectos no recurrentes	17,2	37,3	117%	60,9	120,9	99%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	0,7	3,0	335%	5,6	6,5	16%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,017	0,035		0,066	0,069	
Ventas de energía (GWh)	2.148	2.471	15%	6.505	7.308	12%
Generación neta de energía (GWh)	1.421	1.345	-5%	4.271	4.059	-5%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	795	917	15%	2.458	2.788	13%
Compras de energía contrato puente (GWh)	-	208	n.a	-	627	n.a

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (“EECL”) participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y uno de los actores más relevantes en la zona norte del SEN (ex SING). Al 30 de septiembre de 2018, mantenía un 8,3% de la capacidad de generación instalada del SEN. La firma provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de CGE (ex – EMEL), el único grupo de distribución eléctrica en la zona norte de Chile. El 1 de enero 2018 comenzó a suministrar electricidad a compañías distribuidoras de la zona central del SEN. 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.cl

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
HECHOS POSTERIORES.....	3
TERCER TRIMESTRE DE 2018	3
SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2018.....	4
ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS	5
ANTECEDENTES GENERALES	6
Costos Marginales SEN.....	6
Precios de Combustibles	7
Generación	7
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	9
Tercer trimestre de 2018 comparado con el segundo trimestre de 2018 y tercer trimestre de 2017.....	9
Ingresos operacionales	9
Costos operacionales.....	10
Margen Eléctrico.....	11
Resultado operacional	12
Resultados financieros	12
Ganancia neta.....	13
Nueve meses de 2018 comparado con nueve meses de 2017.....	14
Ingresos operacionales	14
Costos operacionales.....	15
Resultado operacional	16
Resultados financieros	17
Ganancia neta.....	17
Liquidez y recursos de capital	18
Flujos de caja provenientes de la operación.....	18
Flujos de caja usados en actividades de inversión	18
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	19
Obligaciones contractuales.....	19
Política de dividendos	20
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	21
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles.....	21
Riesgo de tipos de cambio de monedas.....	22
Riesgo de tasa de interés	22
Riesgo de crédito.....	22
Estructura de Propiedad de la Compañía al 30 de SEPTIEMBRE de 2018	23
ANEXO 1	24
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	24
Ventas Físicas	24
Estados de Resultados Trimestrales	25
Balance 26	
Principales Variaciones del Balance General	27
ANEXO 2	28
INDICADORES FINANCIEROS.....	29
CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M18	30

HECHOS DESTACADOS

HECHOS POSTERIORES

- El día 29 de octubre de 2018, se realizó con éxito la **sincronización de la planta generadora Infraestructura Energética Mejillones (IEM)** con el Sistema Eléctrico Nacional. Este constituye uno de los hitos más relevantes del proyecto y marca la recta final para su ingreso en operación comercial, la que ha sido reprogramada para el primer trimestre de 2019, luego de un incidente ocurrido el pasado 20 de agosto durante las pruebas preparatorias para la sincronización. Dicho incidente consistió en un corto-circuito trifásico que causó daños en el interruptor del generador y en las barras, sin verificarse daños en otros equipos, tales como transformadores de entrada y auxiliar, generador y cable 220 kV. Las pruebas de carga máxima y consumo específico quedaron programadas para enero próximo.

TERCER TRIMESTRE DE 2018

- Con fecha 26 de septiembre de 2018 en un **Hecho Esencial** enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ENGIE Energía Chile (EECL) anunció repartir como **dividendo provisorio** a los accionistas, con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, la cantidad de US\$26 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,024684096 por acción, pagadero el día 25 de octubre de 2018, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial.
- A partir del 21 de septiembre, el **IPSA** - índice que mide la rentabilidad de las 40 acciones más líquidas – cambió su administración desde la Bolsa de Comercio de Santiago (BCS) a una alianza entre S&P y DJI, denominándose de ahora en adelante **S&P/CLX IPSA**. La nueva metodología usada en la elaboración de este índice implicó una disminución en el número de empresas participantes, pasando de 40 hasta un máximo de 30 y un mínimo de 25 miembros. De esta forma, ECL quedó en la posición 19 del índice con un peso relativo de 1,5 (anteriormente de 1,25).
- Con **fecha 30 de julio S&P** ratificó las clasificaciones de largo plazo en escala internacional (*issuer default ratings* o *IDRs*) en monedas local y extranjera en ‘BBB’. La Perspectiva de las clasificaciones es Estable.
- El día 25 de julio de 2018 el Coordinador Eléctrico Nacional realizó la apertura de las ofertas económicas recibidas en el contexto de la licitación de obras nuevas de transmisión contempladas en el D.E. 422/2017 del Ministerio de Energía. **EECL presentó la mejor oferta económica por el proyecto Subestación Seccionadora Nueva Chuquicamata (220 kV) y nueva línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata-Calama**. El valor referencial de la inversión para estos dos proyectos es de aproximadamente US\$18 millones.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018

- Con fecha **27 de junio en un Hecho Esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF)**, ENGIE Energía Chile (EECL) anunció que la Comisión Nacional de Energía autorizó la desconexión y retiro de las unidades carboneras U12 y U13 situadas en Tocopilla, en un plazo de doce meses a contar de la fecha de solicitud, presentada en abril 2018. La desconexión quedó condicionada a la puesta en marcha del último tramo del proyecto de línea de transmisión Cardones-Polpaico que está construyendo InterChile S.A. Como consecuencia de dicha autorización de cierre, en su sesión celebrada con fecha 26 de junio en curso, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la necesidad de efectuar desde ya un ajuste contable negativo por menor valor de activos (*asset impairment*) de las unidades carboneras U12 y U13 de la Central Tocopilla, por un monto neto de impuestos de aproximadamente US\$ 51.900.000.
- Con **fecha 20 de junio Fitch Ratings** subió las clasificaciones en escala nacional de largo plazo de Engie Energía Chile S.A. (Engie) a ‘AA-(cl)’ desde ‘A+(cl)’. Al mismo tiempo, ratificó las clasificaciones de largo

plazo en escala internacional (*issuer default ratings* o *IDRs*) en monedas local y extranjera en 'BBB'. La Perspectiva de las clasificaciones es Estable.

- El **25 de mayo, EECL se adjudicó en licitación del CEN**, dos proyectos de transmisión: las subestaciones seccionadoras Algarrobal (220 kV) y El Rosal (220 kV). El costo total de construcción de estos dos proyectos será de aproximadamente US\$18 millones.
- El Ministerio de Energía dio a conocer en mayo **la Ruta Energética 2018-2022**, agenda que orientará el sector durante el gobierno del Presidente Sebastián Piñera. La agenda se centra en siete ejes temáticos. Entre ellos, busca promover interconexiones eléctricas internacionales, principalmente con Perú y Argentina. Aborda además temas de corto y mediano plazo, con particular énfasis en la modernización del sector, desarrollo energético ágil, eficiente y limpio, e involucrando de forma permanente a la comunidad.
- Con **fecha 2 de abril en un Hecho Esencial enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF)**, ENGIE Energía Chile (EECL) anunció la firma de un acuerdo con algunos de sus principales clientes que involucra la extensión de importantes contratos de energía, cuyo suministro provendrá de fuentes de energía renovable.

EECL comunicó que las empresas con las que ha alcanzado acuerdo son: Codelco, para el contrato vigente por 200 MW, que incluye una extensión para el período 2025 a 2035; y con las filiales de Glencore, Complejo Metalúrgico Altonorte S.A., para el contrato vigente por 50 MW, que incluye una extensión para el período 2033 a 2037 y Compañía Minera Lomas Bayas, para el contrato vigente por 50 MW que incluye una extensión para el período 2028 a 2038. A estos tres contratos se agrega el acuerdo vigente por 110 MW con Minera El Abra, que fue modificado anteriormente y que comenzó a regir en enero de este año. Los acuerdos contemplan un cambio en la indexación de las tarifas por lo que, a partir de 2021, los precios de la energía serán ajustados periódicamente por el índice CPI, dejando atrás la indexación al precio del carbón.

En el marco del plan de transformación que lleva adelante EECL, además de la descarbonización de los contratos, la empresa ha solicitado a la Comisión Nacional de Energía iniciar el proceso de cierre de las Unidades 12 y 13, de 85 MW de potencia bruta cada una, que forman parte de la Central Térmica Tocopilla. Con esta solicitud, que debiera concretarse en abril de 2019, sujeto a la entrada en operaciones de la totalidad del proyecto Interchile, la compañía está dando un paso concreto y decidido para la salida gradual del carbón de su matriz de generación, privilegiando la reconversión de su portafolio hacia uno renovable, con la utilización de tecnologías tales como solar y eólica.

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 24 de abril de 2018, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a. Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2017 la cantidad de US\$30.424.756, correspondiendo a un dividendo de US\$0,028884908 por acción, pagadero el día 22 de mayo de 2018, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día de la junta de accionistas.
 - 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."

PRIMER TRIMESTRE DE 2018

- **Con fecha 1 de enero 2018 entró en vigencia el contrato con compañías distribuidoras de la zona central del SEN (ex SIC).** Es así que la compañía comenzó a entregar energía, por un plazo de 15 años, por un total de hasta 5.040 GWh anuales, con base en un portafolio diversificado de fuentes compuestas por instalaciones existentes y nueva capacidad, incluyendo gas natural, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones y

energía renovable no convencional. Dado que no se espera que la interconexión entre SING y el SIC opere a capacidad plena en 2018 por el retraso en la entrada de operaciones del segmento sur de ésta, ENGIE Energía Chile ha firmado una serie de contratos PPA tipo “puente” con compañías generadoras con la finalidad de cubrir cerca del 60% de la energía demandada bajo el contrato entre el inicio del PPA con distribuidoras y la puesta en marcha del segmento sur de la interconexión.

- El Coordinador Eléctrico Nacional –CEN- declaró, con fecha 11 de enero de 2018, que el proyecto “**Sistema de Transmisión 2x500 kV Mejillones – Cardones**” de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN), **entró en operación el 24 de noviembre de 2017**, quedando, por tanto, conformado el Sistema Eléctrico Nacional a contar de dicha fecha.
- El Coordinador Eléctrico Nacional – CEN- con fecha 26 de enero del 2018, dio a conocer su **propuesta de expansión para el sistema de transmisión eléctrico** correspondiente al año 2018, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 20.936/2016. La propuesta está compuesta por 48 proyectos que totalizan cerca de US\$1.678 millones de inversión. Del total de obras, diez corresponden al desarrollo del sistema de transmisión nacional (US\$1.465 millones), y treinta y ocho a iniciativas de transmisión zonal (US\$213 millones).

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 30 de septiembre de 2018 se tiene que:

- i. Infraestructura Energética Mejillones: Este proyecto de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra en su etapa de comisionamiento. La sincronización de la planta se realizó con éxito el 29 de octubre de 2018 y su entrada en operación comercial quedó reprogramada para el primer trimestre de 2019, luego de que el 20 de agosto pasado se produjera una falla durante las pruebas preparatorias para la sincronización. El proyecto tiene una inversión estimada de US\$896 millones (sin el puerto), de la que al 30 de septiembre de 2018 se había desembolsado un total de US\$799,6 millones incluyendo intereses activados en el proyecto. A esa misma fecha, el proyecto presentaba un grado de avance general del orden del 99,2%. 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.
- ii. Nuevo puerto: Su construcción estuvo a cargo de Belfi, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales al 30 de septiembre se ha desembolsado un total de US\$118,4 millones incluyendo intereses. El proyecto inició sus pruebas el 22 de diciembre de 2017 con la llegada del primer buque con carbón y desde entonces ha descargado 17 embarques de carbón con un total de 1.136.047 toneladas y dos embarques de caliza por un total de 54.081 toneladas. Cabe destacar la descarga de 160.000 toneladas de la primera nave del tipo Capesize realizada con éxito a mediados de junio de 2018.
- iii. TEN: El 24 de noviembre de 2017 finalizó con éxito la construcción del proyecto TEN, dando inicio a la interconexión eléctrica en Chile. Este proyecto se encuentra bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación de España. El proyecto fue entregado antes de la fecha comprometida con la autoridad y consideró una inversión en activos fijos del orden de US\$770 millones, la que se ajustó a 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 se conecta al sistema de transmisión nacional en la subestación Nueva Cardones del proyecto Nueva Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA. En su extremo norte, TEN se conecta al sistema de transmisión nacional a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que une las subestaciones Los Changos (TEN) y Kapatour (MEL/Saesa). Además, TEN cuenta con un tramo de transmisión dedicada que conecta con las centrales de ENGIE Energía Chile en Mejillones.

ANTECEDENTES GENERALES

Los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el día 24 de noviembre de 2017. En ese día se verificó la interconexión entre ambos sistemas eléctricos, configurándose el SEN – Sistema Eléctrico Nacional. ENGIE Energía Chile (en adelante EECL) posee su capacidad instalada de generación en la zona norte del SEN (ex SING), donde se concentra una porción significativa de la industria minera del país. Dadas sus características geográficas, el sistema interconectado de la zona norte se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural y petróleo diésel, con una creciente penetración de energías renovables, incluyendo energía solar, eólica y geotérmica. Desde la entrada en operaciones de la interconexión de los sistemas a fines de noviembre de 2017, se han observado flujos de energía, principalmente renovable y por hasta 720 MW, desde la zona conocida como Norte Chico hacia el Norte Grande del país.

Costos Marginales SEN

Mes	Mínimo				Promedio				Máximo			
	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220	A. Jahuel 220	Charrúa 220	Crucero 220	P. Azúcar 220
Ene	0	0	0	0	50.9	48.9	54.2	49.4	61.0	58.3	236.5	189.2
Feb	4.1	4.0	0	0	54.7	53.2	45.2	48.5	110.6	107.2	268.7	159.2
Mar	36.2	35.5	0	0	75.3	73.5	43.4	59.4	174.6	169.9	168.6	160.2
Abr	46.1	44.4	0.8	0	63.6	61.7	51.4	57.5	162.5	157.9	104.7	147.5
May	30.1	29.5	43.5	0	81.1	78.9	56.7	66.9	156.0	159.9	112.0	136.8
Jun	36.2	34.7	-	0	80.5	77.8	54.1	54.9	187.8	180.9	117.0	114.4
Jul	43.5	39.7	42.1	0	69.1	66.0	56.1	56.5	196.2	188.1	181.9	183.0
Ago	48.7	47.5	39.6	38.0	84.1	81.5	59.8	64.3	199.4	191.7	207.2	198.2
Sep	0	0	0	0	59.7	57.9	54.4	51.7	74.7	71.9	190.2	179.2

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Los costos marginales en el Norte Grande han adquirido una mayor estabilidad luego de un periodo de aprendizaje tras la interconexión SING-SIC. Los movimientos más significativos tienen relación con la indisponibilidad puntual de ciertas unidades o de sistemas de transmisión, y con la inflexibilidad operacional de la central Kelar debido a la necesidad de utilizar su suministro de GNL en algunos periodos, lo que se observó principalmente en febrero. Por otra parte, la creciente participación de energía renovable, tanto la generada en el Norte Grande como la importada desde el Norte Chico a través de la interconexión, ha implicado que en ciertos momentos todas las unidades de generación convencional despachadas lo hayan hecho operando en sus mínimos técnicos. Como por normativa las unidades operando en mínimo técnico no pueden marcar el costo marginal, durante el año se han registrado situaciones con costo marginal cero en el nudo Crucero.

Cabe notar que, a raíz de la intermitencia de generación de las fuentes de energía renovable, un mayor número de centrales termoeléctricas ha debido acotar su nivel de producción a su mínimo técnico. El costo de operación de las unidades operando en su mínimo técnico es remunerado mediante el mecanismo de sobrecostos definido en el DS 130. Por lo tanto, debido a la mayor penetración de energía intermitente en el sistema, en los primeros nueve meses del año 2018 los sobrecostos llegaron a US\$42 millones, un leve aumento respecto al mismo periodo del año anterior donde los sobrecostos alcanzaron US\$41,3 millones. La prorrata de EECL en los 9M18 fue de US\$12,6 millones, de los cuales aproximadamente un 60% fueron incorporados en las tarifas de energía.

Precios de Combustibles

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
Ene	52.5	63.7	21%	54.6	69.1	27%	3.32	3.88	17%	88.5	95.3	8%
Feb	53.5	62.2	16%	54.9	65.3	19%	2.85	2.67	-6%	82.3	85.8	4%
Mar	49.3	62.6	27%	51.6	66.0	28%	2.88	2.69	-6%	73.4	79.5	8%
Apr	51.1	66.6	30%	52.3	71.9	37%	3.10	2.80	-10%	75.4	81.8	8%
May	48.5	70.1	45%	49.7	77.1	55%	3.15	2.80	-11%	74.5	89.5	20%
June	45.2	67.8	50%	46.4	74.4	60%	2.98	2.97	0%	79.2	96.4	22%
July	46.6	71.0	52%	48.5	74.2	53%	2.98	2.84	-5%	83.4	100.8	21%
August	48.0	68.3	42%	51.8	72.7	40%	2.90	2.95	2%	85.3	97.6	14%
Septemb	50.0	70.2	41%	56.3	78.9	40%	2.98	3.00	0%	91.4	100.4	10%

Al comparar los primeros nueve meses de 2018 con el mismo periodo de 2017, podemos observar alzas significativas en los precios internacionales de los combustibles, liderados por el petróleo, con variaciones del orden de 50%, seguidos por el carbón con alzas de 15% en el tercer trimestre del año.

Generación

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en la zona norte del SEN (ex SING) por tipo de combustible:

Generación Total norte SEN por tipo de combustible (en GWh)

Tipo de Combustible	2017									
	<u>1T 2017</u>		<u>2T 2017</u>		<u>3T 2017</u>		<u>4T 2017</u>		<u>12M 2017</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Carbón	3.344	78%	3.776	80%	3.826	77%	3.807	73%	14.754	77%
GNL	413	10%	476	10%	524	10%	497	9%	1.911	10%
Diesel / Petróleo pesado	35	1%	28	1%	32	1%	203	4%	297	2%
Renovable	477	11%	466	10%	611	12%	736	14%	2.290	12%
Total generación bruta SING	4.269	100%	4.747	100%	4.992	100%	5.243	100%	19.251	100%

Tipo de Combustible	2018					
	<u>1T 2018</u>		<u>2T 2018</u>		<u>3T 2018</u>	
	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>	<u>GWh</u>	<u>% of total</u>
Carbón	3.356	68%	3.421	70%	3.415	70%
GNL	842	17%	895	18%	616	13%
Diesel / Petróleo pesado	30	1%	16	0%	12	0%
Renovable	682	14%	577	12%	638	13%
Total generación bruta SING	4.910	100%	4.909	100%	4.681	95%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En los primeros nueve meses de 2018, la generación bruta del sistema tuvo un incremento de 3,5% con respecto al mismo periodo del año anterior, en que se observó una menor base de comparación debida a la disminución de demanda ocasionada por la huelga de 43 días de Minera Escondida. El mix de generación muestra

una disminución de la generación con carbón, y un incremento del gas, con una mayor contribución de la energía renovable, desplazando la contribución de diésel/petróleo a tan sólo 1%.

En el tercer trimestre de 2018, la generación bruta del sistema disminuyó un 6,2% con respecto al 3T17, con una disminución de la generación de GNL y un aumento de la generación renovable que desplazó a la generación con carbón y con diésel.

Durante todo el periodo se ha observado un aumento de flujos de energía a través de la interconexión, lo que ha contribuido a la disminución en la generación con carbón en la zona norte del país. Cabe notar que la demanda máxima del tercer trimestre fue de 2.343 MW, superior a la demanda máxima del segundo trimestre que fue de 2.177 MW.

La generación por empresa en la zona norte del SEN ha sido la siguiente:

		Generación por Empresa (en GWh)									
		2017									
Empresa	1T 2017		2T 2017		3T 2017		4T 2017		12M 2017		
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	
AES Gener	1.990	47%	2.362	50%	2.364	47%	2.422	46%	9.137	47%	
EECL (con CTH al 100%)	1.550	36%	1.553	33%	1.542	31%	1.656	32%	6.301	33%	
Enel Generación	128	3%	145	3%	210	4%	157	3%	640	3%	
Otros	601	14%	687	14%	877	18%	1.008	19%	3.173	16%	
Total generación bruta SING	4.269	100%	4.747	100%	4.992	100%	5.243	100%	19.251	100%	

		2018					
Empresa	1T 2018		2T 2018		3T2018		
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	
AES Gener	2.171	44%	2.396	49%	2.092	45%	
EECL (con CTH al 100%)	1.538	31%	1.411	29%	1.465	31%	
Enel Generación	34	1%	22	0%	21	0%	
Otros	1.167	24%	1.081	22%	1.102	24%	
Total generación bruta SING	4.910	100%	4.909	100%	4.681	100%	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el tercer trimestre de 2018, EECL disminuyó su generación en un 11,5% en comparación con igual periodo del año anterior, llegando a representar el 31% de la generación de la zona norte del SEN. Con respecto al 2T18, la generación de EECL aumentó un 3,8%. Se observa una mayor contribución de nuevos actores, que llegaron a representar un 24% de la generación total de la zona norte del SEN, un incremento de 6 puntos respecto al tercer trimestre del año anterior.

En los primeros nueve meses del año, la generación de EECL representó un 30,4% de la generación total de la zona norte del SEN, cayendo 2,7 puntos en comparación con el mismo periodo del año anterior.

En lo concerniente a mantenimientos, en este tercer trimestre estuvieron fuera de servicio CTM1 (44 días entre agosto y septiembre) y U15 (19 días durante agosto).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados, preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, para los periodos finalizados al 30 de septiembre de 2018 y 30 de septiembre de 2017. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Comisión para el Mercado Financiero (www.cmfchile.cl).

Resultados de las operaciones

Tercer trimestre de 2018 comparado con el segundo trimestre de 2018 y tercer trimestre de 2017

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	3T 2017		2T 2018		3T 2018		% 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.....	171,4	76%	184,3	65%	174,1	62%	-6%	2%
Ventas a clientes regulados.....	48,9	22%	99,3	35%	100,5	36%	1%	106%
Ventas al mercado spot.....	6,1	3%	1,3	0%	5,6	2%	337%	-8%
Total ingresos por venta de energía y potencia	226,4	90%	284,9	94%	280,3	81%	-2%	24%
Ventas de gas.....	2,2	1%	1,6	1%	34,8	10%	2049%	1482%
Otros ingresos operacionales.....	23,1	9%	17,8	6%	32,2	9%	81%	39%
Total ingresos operacionales.....	251,7	100%	304,3	100%	347,3	100%	14%	38%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.587	74%	1.552	64%	1.584	64%	2%	0%
Ventas de energía a clientes regulados.....	485	23%	871	36%	876	35%	1%	81%
Ventas de energía al mercado spot.....	76	4%	7	0%	11	0%	55%	-86%
Total ventas de energía.....	2.148	100%	2.430	100%	2.471	100%	2%	15%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	106,8		119,0		112,8		-5%	6%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	100,8		114,1		114,7		1%	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 2018, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$280,3 millones, aumentando un 24% (US\$53,9 millones) con respecto al mismo trimestre de 2017, debido a mayores ingresos en el segmento de clientes regulados asociados al inicio del contrato con las distribuidoras de la zona centro-sur del sistema. En lo que respecta al volumen de energía de clientes libres, este se mantuvo en el mismo nivel que en el 3T17. Si bien vencieron algunos contratos como Radomiro Tomic en agosto de 2017 (-115 GWh), esto fue compensado por un aumento de demanda de clientes como Codelco, Esperanza y El Tesoro, y nuevos clientes SEN centro-sur. La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado al inicio del nuevo contrato con distribuidoras que significó nueva demanda por 420 GWh en el tercer trimestre.

Las ventas a clientes libres registraron un incremento de 2% en comparación con el mismo trimestre del año anterior. Por una parte, la venta física se mantuvo sin variaciones, y por la otra, el precio promedio monómico realizado tuvo un incremento de 6% explicado por varios factores en sentidos contrapuestos: (i) la renegociación de contratos (-US\$5,7 millones), (ii) menores traspasos de costos de abatimiento de emisiones e impuestos verdes (-US\$4,9 millones), (iii) diferenciales en las provisiones de potencia de suficiencia (+US\$7,2 millones) y (iv) el alza en los indexadores de tarifa por aumento de precio de los combustibles y CPI (+US\$5,2 millones).

Respecto al segundo trimestre, se observó una menor venta a clientes libres, a pesar de un leve aumento en el volumen físico por la mayor demanda de clientes tales como Codelco y Lomas Bayas. La menor venta se explica por un menor precio monómico realizado. Durante el trimestre se registraron menores costos en los procesos de abatimiento de emisiones y menores impuestos verdes debido a rectificaciones derivadas del cambio de los equipos de medición, lo que se tradujo en menores tarifas a pesar del alza sostenida en los precios de los combustibles.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$100,5 millones en el tercer trimestre, con un alza significativa en comparación con igual trimestre del año anterior, como resultado de la entrada en vigencia del contrato con compañías distribuidoras de la zona central del SEN que significó ingresos por US\$45,7 millones de dólares este trimestre. Se observa un leve aumento de 1% en comparación con el trimestre anterior.

En el tercer trimestre de 2018, las ventas físicas al mercado spot alcanzaron los 11 GWh, disminuyendo con respecto al mismo trimestre del año anterior. 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 CEN.

Durante el tercer trimestre, las ventas de gas mostraron un incremento asociado a la exportación de gas a Argentina. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de este año consideran el cargo único, y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.).

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)								
	3T 2017		2T 2018		3T 2018		% Variación	
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles.....	(85,7)	38%	(92,0)	38%	(81,3)	28%	-12%	-5%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(50,4)	22%	(70,3)	29%	(78,3)	27%	11%	55%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(34,0)	15%	(32,1)	13%	(33,7)	12%	5%	-1%
Otros costos directos de la operación	(46,5)	21%	(41,2)	17%	(90,4)	31%	119%	94%
Total costos directos de ventas.....	(216,7)	96%	(235,6)	97%	(283,7)	98%	20%	31%
Gastos de administración y ventas.....	(10,7)	5%	(8,4)	3%	(9,4)	3%	12%	-12%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(1,0)	0%	(0,9)	0%	(1,0)	0%	8%	3%
Otros ingresos/costos de la operación...	1,7	-1%	2,6	-1%	3,9	-1%		
Total costos de la operación.....	(226,7)	100%	(242,3)	100%	(290,2)	100%	20%	28%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad.....								
Carbón.....	1.294	83%	1.001	71%	1.135	77%	13%	-12%
Gas.....	234	15%	391	28%	313	21%	-20%	34%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	11	1%	3	0%	2	0%	-51%	-87%
Hidro/Solar.....	13	1%	14	1%	15	1%	7%	17%
Total generación bruta.....	1.553	100%	1.410	100%	1.465	100%	4%	-6%
Menos Consumos propios.....	(122)	-8%	(110)	-8%	(120)	-8%	9%	-2%
Total generación neta.....	1.431	64%	1.301	53%	1.345	54%	3%	-6%
Compras de energía en el mercado spot.....	795	36%	942	38%	917	37%	-3%	15%
Compras de energía contrato puente.....	-		204		208	8%	n.a	n.a
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.226	100%	2.447	100%	2.469	100%	1%	11%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 6% con respecto al mismo trimestre del año anterior, especialmente la generación en base a carbón, por razones de despacho y debido a la mantención de CTM1 (44 días entre agosto y septiembre) y U15 (19 días durante agosto). En cuanto al mix de generación, hubo una mayor contribución de la generación a gas, por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable, y una menor contribución de la generación con carbón.

En el 3T18, el ítem de costo de combustibles fue inferior al del trimestre inmediatamente anterior debido a la reducción de costos logísticos en los procesos de abatimiento de emisiones que compensaron el aumento en los

precios de los combustibles. En la comparación interanual, este ítem registró una caída de 5%, disminuyendo US\$4,4 millones, debido a un menor nivel de generación.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ aumentó en US\$8 millones (11%) con respecto al trimestre anterior, fundamentalmente por mayores costos de compra al mercado spot, producto de la indisponibilidad de algunas unidades y el aumento de los costos marginales principalmente por la hidrología seca del periodo. Respecto al mismo trimestre del año anterior, el aumento de volumen de energía comprada está asociado al nuevo contrato con las compañías distribuidoras. En el tercer trimestre este contrato se suministró con contratos puente con otros operadores del sistema (208 GWh) y con compras al mercado spot (212 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma partida contable.

El costo de la depreciación en este trimestre (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) se mantuvo en niveles similares a los del trimestre anterior.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención (servicio de terceros), primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem tuvo un alza con respecto a trimestres anteriores debido al costo de venta del gas que se exportó a Argentina.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), con respecto al trimestre anterior, registraron un leve aumento asociado a mayores gastos de servicios a terceros. En la comparación interanual se registró una caída de US\$1,3 millones debido principalmente a menores gastos en servicios de terceros, servicios de tecnologías de la información (TI) y menores gastos en pasajes aéreos.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, además del reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$1,7 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

	Información Trimestral (en millones de US\$)							
	<u>2017</u>				<u>2018</u>			
	<u>1T17</u>	<u>2T17</u>	<u>3T17</u>	<u>9M17</u>	<u>1T18</u>	<u>2T18</u>	<u>3T18</u>	<u>9M18</u>
Margen Eléctrico								
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	238,3	246,7	226,4	711,4	278,3	284,9	280,3	843,4
Costo de combustible.....	(88,2)	(87,5)	(85,7)	(261,4)	(91,9)	(92,0)	(81,3)	(265,2)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(54,7)	(60,3)	(50,4)	(165,5)	(57,8)	(70,3)	(78,3)	(206,4)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	<u>95,3</u>	<u>99,0</u>	<u>90,3</u>	<u>284,6</u>	<u>128,5</u>	<u>122,6</u>	<u>120,7</u>	<u>371,8</u>
Margen eléctrico	40%	40%	40%	40%	46%	43%	43%	44%

En el tercer trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$30,4 millones con respecto al tercer trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales a 43%. Los mayores ingresos en el segmento de clientes regulados, que se tradujo en un aumento de US\$53,9 millones en ingresos, explican la mayor parte del avance. Los efectos de las renegociaciones de contratos, que contemplan rebajas de tarifas, fueron compensados por alzas de tarifas producto de los mayores precios de combustibles, así como por pagos únicos convenidos en los procesos de renegociación. Se estima que el efecto de las renegociaciones alcanzó un total de US\$15 millones de menores ingresos de clientes libres en los primeros nueve meses de 2018. Por el lado de los costos, se observaron menores costos de compra de combustibles (US\$4,4 millones) por la menor generación de energía, lo que influyó positivamente en el margen eléctrico. Sin embargo, también se observó un mayor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$27,9 millones) a mayores precios promedio. En definitiva, junto con el aumento de los ingresos, se pudo observar un aumento de menor magnitud en el costo promedio de la energía suministrada, lo que se tradujo en la mejora del margen eléctrico.

En comparación con el trimestre anterior, el margen eléctrico tuvo un leve retroceso de US\$1,9 millones (US\$4,6 millones de disminución en ingresos y US\$2,7 millones en costos). Si bien se registró un mayor volumen de venta a clientes libres, hubo una disminución en el precio de venta promedio (112 US\$/MWh versus 119 US\$/MWh) asociado al menor traspaso de costos por rectificación de las mediciones de emisiones, como se explicó

anteriormente, así como también a una disminución en el costo de combustible, producto de la menor generación (-8%). Respecto de las compras de energía, hubo un leve aumento del volumen de compra en el mercado spot. Es así que el margen eléctrico presentó una leve disminución en términos absolutos; sin embargo, en términos porcentuales se mantuvo en 43%, igual al trimestre anterior.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	3T 2017		2T 2018		3T 2018		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	251,7	100%	304,3	100%	347,3	100%	14%	38%
Total costo de ventas	(216,7)	-86%	(235,6)	-77%	(283,7)	-82%	20%	31%
Ganancia bruta	35,1	14%	68,7	23%	63,6	18%	-7%	81%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(10,0)	-4%	(6,7)	-2%	(6,5)	-2%	-4%	-35%
Ganancia Operacional	25,1	10%	62,0	20%	57,1	16%	-8%	128%
Depreciación y amortización.....	35,0	14%	33,0	11%	34,7	10%	5%	-1%
EBITDA	60,1	23,9%	95,0	31,2%	91,8	26,4%	-3%	53%

El EBITDA del tercer trimestre de 2018 llegó a US\$91,8 millones, un aumento de US\$31,7 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió al mayor margen eléctrico anteriormente mencionado (+US\$30,4 millones) unido a mayores otros ingresos y menores gastos de administración.

La comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra una disminución de EBITDA de US\$3,2 millones, producto del menor margen eléctrico anteriormente explicado (-US\$1,9 millones) y mayores gastos de administración.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	3T 2017		2T 2018		3T 2018		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	0,0	0%	1,8	1%	1,6	1%	-11%	7662%
Gastos financieros.....	(2,3)	-1%	(2,3)	-1%	(4,3)	-1%	83%	89%
Diferencia de cambio.....	1,5	1%	(1,5)	-1%	1,0	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	0,2	0%	-	0%	-	0%	0%	-100%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,5	0%	(66,2)	-22%	0,0	0%		
Total resultado no operacional	(0,1)	0%	(68,2)	-23%	(1,6)	-1%		
Ganancia antes de impuesto.....	25,0	9%	(6,2)	-2%	55,5	18%	-990%	122%
Impuesto a las ganancias.....	(6,2)	-2%	3,4	1%	(15,3)	-5%	-551%	147%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	18,8	7%	(2,9)	-1%	40,3	13%	-1509%	114%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	18,1	7%	(4,0)	-1%	37,3	12%	-1031%	105%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	0,7	0%	1,1	0%	3,0	1%	161%	335%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	18,1	7%	(4,0)	-1%	37,3	12%	-1031%	105%
Ganancia por acción	0,017	0%	(0,004)	0%	0,035	0%		

En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el gasto financiero aumentó debido a la menor capitalización de intereses de los proyectos y menores ingresos financieros.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$1 millón en el 3T18 producto del efecto de la volatilidad cambiaria con tendencia a la depreciación del peso chileno. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal, cuentas por pagar y provisiones).

Para efectos de presentación en este informe, a partir de 2018 el ítem de utilidades de asociadas (método participación) correspondiente al resultado neto proporcional en TEN, comenzó a incluirse dentro del resultado operacional (EBITDA) de la compañía.

Los otros ingresos no operacionales netos de este tercer trimestre disminuyeron respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año anterior. En el 2T18 esta partida incorporó el ajuste contable negativo por deterioro económico de activos (*asset impairment*) con motivo del próximo cierre de las unidades U12 y U13 de Tocopilla por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$51,9 millones (US\$71 millones antes de impuestos). Esta partida incluyó además el recupero por seguros por daño físico de las unidades U16 y CTM3 por US\$4,8 millones (*property damage*). Por su parte, los otros ingresos no operacionales del tercer trimestre del año 2017 incluían US\$1,3 millones por el reembolso del seguro asociado al siniestro de la CTM3, contrarrestado por otros gastos.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2018 es de 27% en tanto que para 2017 fue de un 25,5%.

En el tercer trimestre de 2018, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$37,4 millones, que se compara favorablemente con el trimestre anterior, donde los resultados fueron afectados negativamente por el reconocimiento del deterioro económico de las unidades U12 y U13 que fuera compensado en menor medida por el recupero de seguros. El resultado del 2T18, sin los efectos no recurrentes anteriormente mencionados, hubiese sido una utilidad de US\$44,3 millones, por lo que en este trimestre hubo una disminución de US\$6,9 millones respecto al 2T18.

La comparación con el mismo trimestre del año anterior resulta en un aumento de resultado neto de US\$19,2 millones (+105%).

Nueve meses de 2018 comparado con nueve meses de 2017

Ingresos operacionales

Información a Septiembre 2018 (en millones de US\$)

	9M2017		9M2018		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes no regulados.....	540,1	76%	532,0	63%	-8,1	-1%
Ventas a clientes regulados.....	146,9	21%	302,4	36%	155,5	106%
Ventas al mercado spot.....	24,4	3%	9,1	1%	-15,4	-63%
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	711,4	91%	843,4	89%	132,0	19%
Ventas de gas.....	5,4	1%	39,8	4%	34,4	637%
Otros ingresos operacionales.....	65,4	8%	67,4	7%	2,1	3%
Total ingresos operacionales.....	782,2	100%	950,7	100%	168,5	22%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	4.819	74%	4.621	63%	-198	-4%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.440	22%	2.662	36%	1.222	85%
Ventas de energía al mercado spot.....	246	4%	25	0%	-221	-90%
Total ventas de energía.....	6.505	100%	7.308	100%	804	12%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	111,5		116,5		5,0	4%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	102,0		113,6		11,6	11%

(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 2018, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$843,4 millones, aumentando un 19% (US\$132 millones) con respecto al mismo periodo de 2017, debido a mayores ingresos en el segmento de clientes regulados asociados al inicio del contrato con las distribuidoras de la zona centro – sur del sistema que significó ingresos por US\$134,7 millones de dólares.

En lo que respecta al volumen de energía, hubo una menor venta a clientes libres asociada al término del contrato con Radomiro Tomic en agosto de 2017 (-456 GWh), compensada con un aumento de demanda de algunos clientes como El Abra, Esperanza, El Tesoro y nuevos clientes. La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado al inicio del nuevo contrato con distribuidoras que significó nueva demanda por 1.266 GWh en este periodo.

Las ventas a clientes libres mostraron una caída de 1% en comparación con el mismo período del año anterior. Si bien la venta física cayó un 4% como se explica en el párrafo anterior, el precio promedio monómico realizado tuvo un incremento de 4% explicado por varios factores en sentidos contrapuestos: (i) la renegociación de contratos (-US\$15 millones), (ii) diferenciales en las provisiones de potencia de suficiencia (+US\$12 millones), (iii) pagos únicos acordados en las renegociaciones (+US\$5,4 millones) y (iv) el alza en los indexadores de tarifa por aumento de precio de los combustibles y CPI (+US\$12 millones).

En términos físicos, las ventas al mercado spot retrocedieron significativamente. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CDEC.

El ítem ventas de gas tuvo una mayor contribución, asociada a la exportación de gas a Argentina realizada durante el 3T18. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). Esta partida incluye además US\$2,8 millones asociados al recupero del seguro por lucro cesante de la unidad CTM3 (*business interruption*).

Costos operacionales

Información a Septiembre 2018 (en millones de US\$)

	9M 2017		9M 2018		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Costos de la operación						
Combustibles.....	(261,4)	38%	(265,2)	34%	3,8	1%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(165,5)	24%	(206,4)	27%	40,9	25%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(99,4)	15%	(98,6)	13%	-0,8	-1%
Otros costos directos de la operación	(132,6)	19%	(182,7)	24%	50,1	38%
Total costos directos de ventas.....	(658,8)	96%	(752,9)	97%	94,0	14%
Gastos de administración y ventas.....	(26,1)	4%	(27,1)	4%	1,0	4%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(3,1)	0%	(2,9)	0%	-0,1	-5%
Otros ingresos/costos de la operación...	3,8	-1%	9,2	-1%		
Total costos de la operación.....	(684,1)	100%	(773,7)	100%	89,6	13%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad.....						
Carbón.....	3.834	83%	3.304	75%	-530	-14%
Gas.....	747	16%	1.051	24%	304	41%
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	21	0%	7	0%	-15	-69%
Hidro/Solar.....	43	1%	50	1%	7	16%
Total generación bruta.....	4.645	100%	4.411	100%	-234	-5%
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(373)</i>	<i>-8%</i>	<i>(352)</i>	<i>-8%</i>	<i>21</i>	<i>-6%</i>
Total generación neta.....	4.271	63%	4.059	54%	-212	-5%
Compras de energía en el mercado spot.....	2.458	37%	2.788	37%	330	13%
Compras de energía contrato puente.....	-	0%	627	8%	627	-
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	6.729	100%	7.474	100%	745	11%

La generación bruta de electricidad disminuyó un 5% con respecto a los primeros nueve meses del año anterior, especialmente por la disminución de la generación en base a carbón que cayó un 14%. En cuanto al mix de generación, hubo una mayor contribución de la generación a gas, por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable, y una menor contribución de la generación con carbón y petróleo diésel.

En los primeros nueve meses de 2018, el ítem de costo de combustibles se mantuvo en niveles similares al año anterior, ya que la menor generación y la reducción de costos logísticos en los procesos de abatimiento de emisiones se vieron compensadas por el aumento en los precios de los combustibles.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$40,9 millones (25%) con respecto al año anterior, fundamentalmente por la mayor penetración de energías renovables en el sistema y un mayor volumen de energía comprada para suministrar el nuevo contrato con las distribuidoras. Este contrato se está suministrando con contratos puente con otros operadores del sistema (627 GWh) y con compras al spot (639 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma partida contable.

El costo de la depreciación en este periodo se mantuvo en niveles similares a los del mismo periodo del año anterior.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención, primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem fue más alto por el mayor costo de servicios de terceros (mantenciones) y por el costo de venta del gas que se exportó a Argentina en el 3T18.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) se mantuvieron similares a periodos anteriores a pesar de las variaciones del tipo de cambio.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, que presentan un bajo orden de magnitud. En esta partida se incluye el reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN que fue de US\$6,3 millones en los primeros nueve meses del año.

Resultado operacional

Información a Septiembre 2018 (en millones de US\$)

EBITDA	9M 2017		9M 2018		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	782,2	100%	950,7	100%	168,5	22%
Total costo de ventas	(658,8)	84%	(752,9)	79%	94,0	14%
Ganancia bruta.....	123,3	16%	197,8	21%	74,4	60%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(25,3)	3%	(20,8)	2%	-4,5	-18%
Ganancia Operacional.....	98,1	13%	177,0	19%	78,9	80%
Depreciación y amortización.....	102,4	13%	101,5	11%	-0,9	-1%
EBITDA.....	200,5	25,6%	278,5	29,3%	78,0	39%

El EBITDA de los primeros nueve meses del año 2018 alcanzó los US\$278,5 millones, con un aumento de 39% comparado a igual periodo del año anterior. Como anteriormente se explicó, hubo un mayor margen eléctrico de la compañía en el periodo (US\$87,2 millones). Entre los principales factores que influyeron en el aumento de EBITDA se cuentan: (i) la mayor venta a clientes regulados, (ii) los mayores precios a clientes libres a pesar de las rebajas de tarifa producto de las renegociaciones de contratos, (iii) reintegros de seguros, y (iv) el resultado proporcional de TEN. Los factores que contribuyeron a reducir el EBITDA; a saber, (i) los mayores costos de compra de energía y potencia, (ii) el menor margen en los negocios de venta de gas y transmisión y (iii) la menor venta física a clientes libres, no alcanzaron a compensar a los factores anteriores.

Resultados financieros

Información a Septiembre 2018 (en millones de US\$)

	9M 2017		9M 2018		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros.....	1,9	0%	4,7	1%	2,7	144%
Gastos financieros.....	(10,0)	-2%	(9,4)	-2%	0,6	-6%
Diferencia de cambio.....	0,4	0%	(0,6)	0%	-0,9	-240%
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación.....	0,6	0%	-	0%	-0,6	
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos...	10,2	2%	(66,0)	-11%	-76,2	
Total resultado no operacional	3,1	1%	(71,3)	-12%		
Ganancia antes de impuesto.....	101,1	19%	105,6	18%	4,5	4%
Impuesto a las ganancias.....	(26,2)	-5%	(26,6)	-4%	-0,4	
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuadas después de impuesto.....	74,9	14%	79,1	13%	4,1	5%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	69,3	13%	72,5	12%	3,2	5%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras....	5,6	1%	6,5	1%	0,9	16%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	69,3	13%	72,5	12%	3,2	5%
Ganancia por acción.....	0,066	0%	0,069	0%		

El ingreso financiero tuvo un leve aumento debido al alza en las tasas de interés.

El gasto financiero disminuyó debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,6 millones en el periodo, asociado a las variaciones importantes del tipo de cambio durante este año.

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), el año pasado se registra una ligera utilidad por TEN que ahora se considera dentro del EBITDA de EECL por cuanto el proyecto entró en operación comercial.

En este periodo los otros ingresos no operacionales netos registraron una pérdida de US\$66 millones, debido al reconocimiento del deterioro económico de activos (*asset impairment*) con motivo del próximo cierre de las unidades U12 y U13 de Tocopilla por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$51,9 millones (US\$71 millones antes de impuestos). Esta partida incluye además recuperaciones de seguros de las unidades U16 y CTM3 por US\$4,8 millones (*property damage*). En tanto en los primeros nueve meses del año 2017, esta partida incluía el recupero parcial del seguro de la unidad 16 (US\$10 millones).

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2018 es de 27% en tanto para 2017 fue de un 25,5%.

En los primeros nueve meses de 2018, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$72,5 millones, mayor que los resultados del mismo periodo anterior. Como se explicó anteriormente, el deterioro del valor económico de las unidades U12 y U13, compensado en menor medida por el recupero de seguros, afectó negativamente el resultado acumulado del año. Sin embargo, el resultado, sin los efectos no recurrentes anteriormente mencionados, hubiese sido una utilidad de US\$120,9 millones en el año, un aumento de 98% con respecto al año anterior, en que la utilidad neta depurada de efectos no recurrentes alcanzó los US\$60,9 millones.

Liquidez y recursos de capital

Al 30 de septiembre de 2018, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$107,6 millones en forma consolidada además contar con disponibilidades bajo líneas bancarias comprometidas por US\$200 millones. Este nivel de efectivo y de líneas de liquidez compara con una deuda financiera total nominal de US\$865 millones¹, de los cuales US\$115 millones tienen vencimientos menores a un año.

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

Estado de flujo de efectivo	<u>2017</u>	<u>2018</u>
Flujos de caja netos provenientes de la operación	177,0	250,9
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(415,9)	(200,0)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	46,6	(21,2)
Cambio en el efectivo	<u>(192,3)</u>	<u>29,7</u>

Flujos de caja provenientes de la operación

En los primeros nueve meses de 2018, el flujo de caja neto proveniente de la operación incluyó US\$280,6 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$27,8 millones) y de pagos de intereses (US\$1,9 millones) alcanzaron los US\$250,9 millones. Cabe notar que los pagos de intereses y comisiones sobre los pasivos de la compañía ascendieron a US\$41,3 millones, de los cuales US\$39,3 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 2018, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$200 millones, principalmente por la inversión en Infraestructura Energética Mejillones y el puerto (US\$173,9 millones) y mantenciones mayores de centrales y activos de transmisión (US\$14,8 millones). Esta cifra incluye los intereses activados por US\$39,3 millones mencionados en el párrafo anterior.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en los primeros nueve meses de 2017 y 2018 ascendieron a US\$395,7 millones y US\$197,5 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

⁽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. No incluye la operación de leasing financiero correspondiente al contrato de peaje de transmisión con TEN.

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

CAPEX	<u>2017</u>	<u>2018</u>
CTA	1.0	0.2
CTA (Nuevo Puerto).....	35.6	32.2
CTH	0.5	1.2
IEM.....	319.3	141.7
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	17.2	5.7
Mejoras Medioambientales	0.1	0.1
Planta solar.....	-	0.1
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	16.0	9.1
Otros.....	6.0	7.2
Total inversión en activos fijos	<u>395.7</u>	<u>197.5</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En los primeros nueve meses de 2018, estos intereses ascendieron a US\$34,7 millones en el proyecto IEM y US\$4,6 millones en Puerto Andino perteneciente a CTA.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El principal flujo relacionado con actividades financieras durante los primeros nueve meses de 2018 fue el pago de dividendos por un total de US\$36,2 millones, de los cuales US\$7,0 millones fueron pagados al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH) y US\$29,2 millones pagados por EECL.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 30 de septiembre de 2018:

Obligaciones Contractuales al 30/09/18
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.....	115,0	115,0	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S).....	750,0	-	400,0	-	350,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	59,0	1,1	2,6	3,1	52,2
Costo financiero diferido.....	(16,2)	(2,9)	(7,4)	(4,0)	(2,0)
Intereses devengados.....	8,7	8,7	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	2,2	2,2	-	-	-
Total	<u>918,7</u>	<u>124,1</u>	<u>395,2</u>	<u>(0,8)</u>	<u>400,2</u>

Durante 2017 y 2018, EECL ha tomado créditos a un año plazo para financiar el remanente de su plan de inversiones. Todos estos 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.

El 5 de abril de 2018, EECL tomó dos créditos a un año plazo con los bancos Scotiabank por US\$40 millones y Banco Estado por US\$10 millones. Esto se sumó a los créditos tomados durante 2017: US\$25 millones con Scotiabank en octubre, y US\$60 millones con BCI y US\$15 millones con Banco de Crédito del Perú en julio de 2017.

La deuda de corto plazo alcanzó un máximo de US\$150 millones en abril de 2018, cayendo a US\$115 millones en julio producto del repago de deuda por un total de US\$35 millones. En julio de 2018, EECL pagó el crédito de US\$15 millones con el banco de Crédito del Perú y además pagó US\$20 millones del crédito que tenía con BCI, renovando los US\$40 millones restantes con Banco Estado.

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, 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 originalmente permitía 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. Este monto se redujo a US\$200 millones a contar del 5 de mayo de 2018 y será reducido a US\$100 millones a contar del 5 de noviembre, en ambos casos a petición de la compañía. 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 2018, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

El leasing financiero corresponde al contrato de peaje por el uso de las instalaciones dedicadas de TEN (SE TEN-GIS y línea entre TEN GIS y Los Changos), pagadero en cuotas mensuales que suman aproximadamente US\$7 millones por año que EECL deberá pagar a TEN durante 20 años, quedándose con la propiedad del activo al final del período. El valor presente de este contrato es de aproximadamente US\$60 millones.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 24 de abril de 2018 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 de los primeros tres trimestres, 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 2017 la cantidad de US\$30.424.756, correspondiendo un dividendo de US\$0,028884908 por acción, pagadero el día 22 de mayo de 2018, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día de la junta de accionistas.

El Directorio de Compañía, en su sesión celebrada con fecha 25 de septiembre de 2018, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas, con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, la cantidad de US\$26.000.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,024684096 por acción, pagadero el día 25 de octubre de 2018, 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

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
22 de mayo de 2018	Final (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018)	26,0	0,02468

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 semestralmente, 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 ha sido la de 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, (iii) el no poder replicar perfectamente el costo de los combustibles en las tarifas de los PPAs, y (iv) la tendencia a desligar los precios de la electricidad de la variabilidad de precios de combustibles fósiles, es que al día de hoy mantenemos exposición residual a ciertos combustibles internacionales. Por ejemplo, en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. Sin embargo, existe un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaeciente al momento de comprar cada embarque de GNL. En el caso específico de este contrato, este riesgo queda naturalmente acotado por el

reajuste contractual de tarifa que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. Periódicamente, definimos y ejecutamos una estrategia de coberturas financieras de nuestra exposición residual a los commodities internacionales, 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 de los contratos regulados con distribuidoras, 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 estos contratos se encuentra acotada. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio. 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.

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 2018, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, incluyendo los 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 2018
Vencimiento contractual (en millones de US\$)

	<u>Tasa de interés promedio</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022 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\$)	2,614% p.a.	25,0	90,0	-	-	-	115,0
Total		25,0	90,0	-	400,0	350,0	865,0

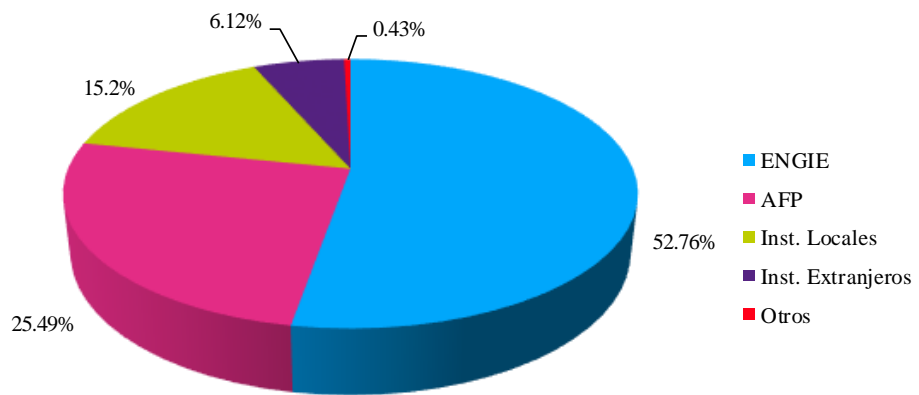
Riesgo de crédito

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 clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es menor.

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 y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

N° de accionistas: 1.776



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

	Ventas Físicas (en GWh)							
	<u>2017</u>				<u>2018</u>			
	<u>1T17</u>	<u>2T17</u>	<u>3T17</u>	<u>9M17</u>	<u>1T18</u>	<u>2T18</u>	<u>3T18</u>	<u>9M18</u>
Ventas físicas								
Ventas de energía a clientes no regulados	1.600	1.631	1.587	4.819	1.485	1.552	1.584	4.621
Ventas de energía a clientes regulados	476	479	485	1.440	915	871	876	2.662
Ventas de energía al mercado spot	88	82	76	246	8	7	11	25
Total ventas de energía.....	2.164	2.193	2.148	6.505	2.408	2.430	2.471	7.308
			-	-			-	-
Generación bruta por combustible								
Carbón.....	1.253	1.294	1.286	3.834	1.167	1.001	1.135	3.304
Gas.....	277	234	236	747	347	391	313	1.051
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	3	11	7	21	2	3	2	7
Hidro/ Solar.....	17	13	13	43	20	14	15	50
Total generación bruta.....	1.550	1.553	1.542	4.645	1.536	1.410	1.465	4.411
<i>Menos Consumos propios.....</i>	<i>(130)</i>	<i>(122)</i>	<i>(121)</i>	<i>(373)</i>	<i>(123)</i>	<i>(110)</i>	<i>(120)</i>	<i>(352)</i>
Total generación neta.....	1.419	1.431	1.421	4.271	1.414	1.301	1.345	4.059
Compras de energía en el mercado spot	821	842	795	2.458	929	942	917	2.788
Compras de energía contrato puente (GWh)	-	-	-	-	215	204	208	627
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.240	2.273	2.215	6.728	2.558	2.447	2.469	7.474

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T17	2T17	3T17	9M17	1T18	2T18	3T18	9M18
Ingresos de la operación								
Ventas a clientes regulados.....	46,7	51,3	48,9	146,9	102,5	99,3	100,5	302,4
Ventas a clientes no regulados.....	184,4	184,2	171,4	540,1	173,6	184,3	174,1	532,0
Ventas al mercado spot y ajustes.....	7,1	11,2	6,1	24,4	2,1	1,3	5,6	9,1
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	238,3	246,7	226,4	711,4	278,3	284,9	280,3	843,4
Ventas de gas.....	1,3	1,9	2,2	5,4	3,4	1,6	34,8	39,8
Otros ingresos operacionales.....	19,2	23,1	23,1	65,4	17,5	17,8	32,2	67,4
Total ingresos operacionales.....	258,8	271,7	251,7	782,2	299,1	304,3	347,3	950,7
Costos de la operación								
Combustibles.....	(88,2)	(87,5)	(85,7)	(261,4)	(91,9)	(92,0)	(81,3)	(265,2)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(54,7)	(60,3)	(50,4)	(165,5)	(57,8)	(70,3)	(78,3)	(206,4)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(32,3)	(33,0)	(34,0)	(99,4)	(32,8)	(32,1)	(33,7)	(98,6)
Otros costos directos de la operación	(43,0)	(43,1)	(46,5)	(132,6)	(51,1)	(41,2)	(90,4)	(182,7)
Total costos directos de ventas.....	(218,3)	(223,9)	(216,7)	(658,8)	(233,6)	(235,6)	(283,7)	(752,9)
Gastos de administración y ventas.....	(8,3)	(7,0)	(10,7)	(26,1)	(9,2)	(8,4)	(9,4)	(27,1)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(1,1)	(1,0)	(1,0)	(3,1)	(1,0)	(0,9)	(1,0)	(2,9)
Otros ingresos de la operación.....	1,5	0,6	1,7	3,8	2,6	2,6	3,9	9,2
Total costos de la operación.....	(226,2)	(231,3)	(226,7)	(684,1)	(241,2)	(242,3)	(290,2)	(773,7)
Ganancia operacional.....	32,6	40,4	25,1	98,1	57,9	62,0	57,1	177,0
EBITDA.....	66,0	74,4	60,1	200,5	91,7	95,0	91,8	278,5
Ingresos financieros.....	1,0	0,9	0,0	1,9	1,2	1,8	1,6	4,7
Gastos financieros.....	(4,5)	(3,3)	(2,3)	(10,0)	(2,8)	(2,3)	(4,3)	(9,4)
Diferencia de cambio.....	0,3	(1,4)	1,5	0,4	(0,1)	(1,5)	1,0	(0,6)
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	0,7	(0,2)	0,2	0,6	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	(0,5)	10,1	0,5	10,2	0,1	(66,2)	0,0	(66,0)
Total resultado no operacional	(2,9)	6,1	(0,1)	3,1	(1,6)	(68,2)	(1,6)	(71,3)
Ganancia antes de impuesto.....	29,7	46,4	25,0	101,1	56,4	(6,2)	55,5	105,6
Impuesto a las ganancias.....	(7,4)	(12,5)	(6,2)	(26,2)	(14,7)	3,4	(15,3)	(26,6)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	22,2	33,9	18,8	74,9	41,7	(2,9)	40,3	79,1
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	19,7	31,5	18,1	69,3	39,2	(4,0)	37,3	72,5
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	2,6	2,4	0,7	5,6	2,4	1,1	3,0	6,5
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	19,7	31,5	18,1	69,3	39,2	(4,0)	37,3	72,5
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,019	0,030	0,017	0,066	0,037	(0,004)	0,035	0,069

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2017	2018
	<u>Diciembre</u>	<u>Septiembre</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	78,2	107,6
Otros activos financieros corrientes	2,8	2,3
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	129,4	153,9
Impuestos por recuperar	12,9	6,7
Inventarios corrientes	129,5	124,5
Otros activos no financieros corrientes	28,6	8,9
Total activos corrientes	381,4	403,8
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.543,5	2.626,4
Otros activos no corrientes	439,3	449,4
TOTAL ACTIVO	3.364,2	3.479,6
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	117,3	126,8
Otros pasivos corrientes	215,7	228,6
Total pasivos corrientes	333,0	355,4
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	731,4	791,7
Otros pasivos de largo plazo	234,3	212,6
Total pasivos no corrientes	965,7	1.004,3
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.991,5	2.047,8
Participaciones no controladoras	74,0	72,2
Patrimonio	2.065,5	2.119,9
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.364,2	3.479,6

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

Principales Variaciones del Balance General

Las principales variaciones en el balance general entre el 31 de diciembre de 2017 y el 30 de septiembre de 2018 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: Se aprecia un aumento de US\$29,4 millones en el saldo de efectivo, debido principalmente a la generación de caja operacional que, junto al aumento de deuda neta de US\$15 millones, permitieron financiar inversiones en activos fijos por más de US\$160 millones, pagos netos de impuestos a la renta por US\$28 millones, y pagos de dividendos por US\$36 millones, entre otros usos de fondos, aumentando el saldo final de efectivo.

Deudores comerciales y cuentas por cobrar: El aumento de US\$24,9 millones se explica fundamentalmente por (i) el mayor volumen de negocios, tanto por los nuevos contratos con distribuidoras como por el incremento de transacciones de compra y venta de energía y potencia a raíz del mayor número de operadores y la interconexión de los sistemas eléctricos (+US\$13,5 millones); (ii) el retraso en el pago de una factura de US\$5,9 millones por parte de un cliente que quedó regularizado en los primeros días de octubre y (iii) un aumento en US\$5,5 millones en cuenta corriente del personal.

Impuestos por recuperar: La disminución de US\$6,2 millones se debe principalmente a la combinación de dos efectos en sentido contrario: el aumento de los pagos previsionales (PPM) (+US\$2,1 millones) y el recupero de impuesto a la renta (-US\$8,3 millones).

Inventarios corrientes: La disminución de US\$5,0 millones en los inventarios es producto de (i) una disminución del inventario de repuestos (US\$5,8 millones), y (ii) un aumento en la provisión de obsolescencia y provisiones de deterioro de repuestos asociados principalmente a las unidades 12 y 13 (-US\$8,1 millones). Estos efectos fueron compensados principalmente por un aumento de los inventarios de petróleo y cal hidratada (US\$8,8 millones).

Otros activos no financieros corrientes: La disminución de US\$19,7 millones se debe principalmente a menores anticipos a proveedores registrados al cierre de septiembre de 2018 por US\$0,9 millones, menores gastos anticipados (seguros) por US\$2 millones, menores gastos diferidos de US\$4,5 millones, y una disminución del IVA crédito fiscal de US\$12 millones.

Propiedades, planta y equipos-neto: Dos conceptos explican el aumento de este rubro (i) la construcción de los proyectos IEM y Puerto Andino (US\$149 millones) y (ii) el alta de activos en leasing producto del contrato de peaje a 20 años firmado con la filial TEN por el uso de activos de transmisión dedicada (US\$59,8 millones). Estos aumentos fueron compensados parcialmente por la depreciación del período (US\$88,6 millones) y la provisión de deterioro realizada a los activos de las unidades 12 & 13 (US\$61,6 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró un aumento neto de US\$9,5 millones, explicada principalmente por la obtención de dos créditos por un total de US\$50 millones en el mes de abril, seguida del pago de deudas por US\$35 millones en julio. También se observó un aumento de US\$2 millones producto de la valorización a mercado de los derivados tomados por la compañía para protegerse del riesgo cambiario y la porción de corto plazo del contrato de peaje con TEN (US\$1 millón). Estos aumentos fueron compensados con un menor devengo de intereses del período (US\$10 millones) producto del calendario de pago de los intereses de los bonos 144-A (enero y julio de cada año).

Otros pasivos corrientes: El aumento de US\$12,9 millones de esta partida se explica por (i) el incremento en la provisión neta de impuesto a la renta debido a las utilidades del período (US\$72,5 millones), y (ii) un aumento de US\$3 millones en las cuentas por pagar a entidades relacionadas, asociada principalmente a la provisión de pago de dividendos a los accionistas, lo que fue parcialmente compensado con una disminución de US\$ 2,7 millones en obligaciones con proveedores.

Deuda financiera de largo plazo: Esta partida presenta un incremento de US\$60,3 millones producto del contrato de peaje a 20 años firmado con la filial TEN por el uso de activos de transmisión dedicada, que califica contablemente como un contrato de leasing financiero.

Otros pasivos de largo plazo: Esta partida no ha tenido variaciones relevantes.

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El aumento de US\$56,3 millones en el patrimonio atribuible a propietarios de la controladora se compone principalmente de (i) utilidades del ejercicio por US\$72,5 millones menos (ii) US\$26,0 millones correspondientes al pago de dividendos provisorios con cargo a las utilidades del ejercicio que se efectuará en octubre según lo acordado por el directorio de la compañía en el mes de septiembre. Esta cantidad fue descontada del patrimonio e incluida en la partida de cuentas por pagar a entidades relacionadas, en la parte correspondiente al accionista controlador, y en otras cuentas por pagar por la proporción pagadera a otros accionistas de la compañía.

Participaciones no controladoras: La porción de patrimonio correspondiente a participaciones no controladoras registró una leve disminución de US\$1,8 millones debido a las provisiones de pago de dividendos al accionista minoritario de Inversiones Hornitos.

ANEXO 2

	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18
EBITDA*	76.4	66.4	66.0	74.4	60.1	75.6	91.7	95.0	91.8
Ganancia atribuible a la controladora	27.0	-5.7	19.7	31.5	18.1	32.1	39.2	35.2	72.5
Gastos Financieros	6.8	4.1	4.5	3.3	2.3	1.6	2.8	5.1	9.4
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio									
					Sep/17			Sep/18	
EBITDA (últimos 12 meses)					266.8			354.1	
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)					63.6			179.1	
Gastos Financieros (últimos 12 meses)					14.1			18.9	
Deuda Financiera					812.8			918.5	
Corriente					82.2			126.8	
No-Corriente					730.7			791.7	
Efectivo y efectivo equivalente					87.1			107.6	
Deuda financiera neta					725.7			810.9	

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-17	Sep-18	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1.15	1.14	-1%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	0.76	0.79	4%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	48.4	48.4	0%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0.63	0.64	2%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	23.81	32.25	35%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3.07	2.59	-16%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	2.79	2.29	-18%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5.1%	5.1%	0%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3.0%	3.0%	0%

*últimos 12 meses

Al cierre de septiembre de 2018, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,14x y 0,79x, respectivamente. Se observó un incremento del efectivo debido a la buena generación de caja operacional y menores requerimientos de fondos para financiar proyectos de inversión que en períodos anteriores. Asimismo, también se observó un aumento en los pasivos corrientes, principalmente por la nueva deuda de corto plazo, las provisiones de impuestos y los dividendos por pagar anteriormente explicados. En consecuencia, disminuyó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes, aunque la liquidez de la compañía continúa siendo fuerte por el nivel de caja disponible, su capacidad de generación de flujos de caja y el respaldo otorgado por una línea de liquidez comprometida por US\$200 millones con vencimiento en junio del año 2020 que se encuentra a entera disposición de la compañía.

La Razón de Endeudamiento alcanzó 0,64x a septiembre de 2018, un aumento de 2% con respecto a la razón de 0,63x a diciembre de 2017. El aumento se explica principalmente por el contrato de peaje firmado con TEN, que se contabilizó como una operación de leasing financiero, y por el aumento neto de US\$15 millones en la deuda de corto plazo de la compañía.

La Cobertura de Gastos Financieros al cierre de septiembre de 2018 fue de 32,25x, mayor al valor de 23,81x (Dic-17) producto del mejor desempeño operacional de la compañía, que se reflejó en un mayor EBITDA, y de la disminución de los gastos financieros producto de la activación de intereses en los proyectos IEM y puerto.

La Deuda financiera sobre EBITDA cayó 16%, producto del aumento en el EBITDA que superó el efecto del aumento de la deuda financiera. Respecto al índice de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA, éste disminuyó un 18% producto de los altos niveles de caja al cierre de septiembre 2018.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 5,1% y 3,0%, respectivamente, aumentando respecto a diciembre de 2017 debido al mejor resultado del ejercicio.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 9M18

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 30 de septiembre de 2018, el día **martes 6 de noviembre de 2018** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 10:00 PM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:
+56-44-208-1274 dial in Chile
+1(412) 317-6378 internacional
+1(844) 686-3841 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: 10124906. La repetición estará disponible hasta el día 14 de noviembre de 2018.