

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$99 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$26 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO 2020.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$99,1 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO LO QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 3% CON RESPECTO AL PRIMER TRIMESTRE DE 2019. EL INCREMENTO DE EBITDA SE EXPLICA PRINCIPALMENTE POR AUMENTOS EN LA VENTA FÍSICA DE ENERGÍA Y MENORES COSTOS DE GENERACIÓN.

- **Los ingresos operacionales** alcanzaron los US\$335 millones en el primer trimestre de 2020, disminuyendo un 2% con respecto al primer trimestre del año anterior, producto principalmente de menores precios promedio de la energía vendida.
- **El EBITDA** del primer trimestre del año 2020 llegó a los US\$99,1 millones, un aumento de 3% en comparación con el primer trimestre del año anterior, producto principalmente de menores costos de la energía suministrada y a un menor volumen de compra de energía al mercado spot.
- **La utilidad neta** del primer trimestre del año 2020 alcanzó US\$25,6 millones, una disminución de 40% con respecto al primer trimestre del año anterior. Este resultado se vio afectado principalmente por la prima de rescate anticipado pagada a los tenedores del bono 144A/RegS por US\$400 millones con vencimiento original en enero de 2021. Este bono fue pagado en su totalidad con fondos provenientes de una nueva emisión a 10 años por US\$500 millones bajo el formato 144A/RegS.

Resumen de resultados (En millones de US\$)

	1T19	1T20	Var %
Total ingresos operacionales	343,8	335,3	-2%
Ganancia operacional	62,2	56,8	-9%
EBITDA	96,3	99,1	3%
Margen EBITDA	28,0%	29,6%	0,1pp%
Total resultado no operacional	0,1	(25,6)	n.a
Ganancia después de impuestos	45,6	25,6	-44%
Ganancia atribuible a los controladores	42,9	25,6	-40%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,7	-	-100%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,041	0,024	
Ventas de energía (GWh)	2.649	2.957	12%
Generación neta de energía (GWh)	888	1.779	100%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	1.729	1.063	-39%
Compras de energía bajo contrato (GWh)	122	125	2%

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 31 de marzo de 2020, mantenía un 9% 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 compañías distribuidoras a lo largo del país. 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-energía.cl

Índice

HECHOS DESTACADOS	3
HECHOS POSTERIORES.....	3
PRIMER TRIMESTRE DE 2020.....	4
ANTECEDENTES GENERALES	5
Costos Marginales SEN.....	5
Precios de Combustibles	6
Generación	6
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	9
Primer trimestre de 2020 comparado con el cuarto trimestre de 2019 y primer trimestre de 2019	9
Ingresos operacionales	9
Costos operacionales.....	10
Margen Eléctrico.....	11
Resultado operacional	12
Resultados financieros	12
Ganancia neta.....	13
Liquidez y recursos de capital	13
Flujos de caja provenientes de la operación.....	13
Flujos de caja usados en actividades de inversión	14
Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento	14
Obligaciones contractuales.....	14
Política de dividendos	15
Política de Gestión de Riesgos Financieros.....	16
Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles	17
Riesgo de tipos de cambio de monedas	17
Riesgo de tasa de interés	17
Riesgo de crédito.....	18
Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 DE MARZO DE 2020	18
ANEXO 1	19
ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS	19
Ventas Físicas	19
Estados de Resultados Trimestrales	20
Balance 21	
Principales Variaciones del Balance General	21
ANEXO 2	24
INDICADORES FINANCIEROS.....	24
CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M20	25

HECHOS DESTACADOS

- El Corona virus o COVID 19 llegó a Chile el 3 de marzo y al 28 de abril contabiliza 14.365 casos confirmados y 207 muertes. Chile se encuentra en fase 4 y en estado constitucional de catástrofe. La pandemia es catalogada como la peor crisis sanitaria y económica en el último tiempo. Se estima que la economía chilena se contraería entre 0,5% y 4% en 2020 por coronavirus. En total, la demanda eléctrica ha disminuido aproximadamente un 8,2% desde la segunda semana de marzo. El consumo de nuestros clientes no regulados se ha mantenido estable en comparación con las semanas anteriores. La pandemia nos ha desafiado a adaptarnos y ser ágiles en las decisiones, privilegiando siempre tres grandes acciones: la primera; asegurar el bienestar de nuestros trabajadores; la segunda; asegurar la continuidad operacional de nuestra empresa, fundamental para mantener el suministro eléctrico del país y, finalmente, coordinarnos de la mejor forma posible con nuestros grupos de interés, como accionistas, clientes y comunidades, para mantener un diálogo directo y colaborar con cada uno de ellos en lo que sea posible. Desde los inicios de esta crisis implementamos planes de contingencia con todas las medidas sanitarias correspondientes en los sitios, cumpliendo con las disposiciones de la autoridad. De la misma forma, hemos hecho seguimiento de las acciones tomadas por nuestras empresas contratistas y proveedores y solicitado cumplir los estándares para mantener seguros a sus respectivos trabajadores. Hoy contamos con aproximadamente el 70% de nuestros equipos en home office y cerca de 300 colaboradores directos y 400 colaboradores realizando turnos en diez sitios distintos, para asegurar la continuidad de las operaciones. Actualmente funcionamos debidamente y con proyecciones de que podamos seguir haciéndolo incluso con medidas sanitarias más restrictivas, contando con la dotación necesaria.

HECHOS POSTERIORES

- Con fecha 1 de abril de 2019 en un **Hecho Esencial** enviado a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ENGIE Energía Chile (EECL) comunicó un nuevo acuerdo con su cliente, Minera Centinela, filial de Antofagasta Minerals S.A. En primer lugar, el acuerdo comprende la modificación de los contratos de suministro eléctrico entre nuestra filial Inversiones Hornitos S.A. y Minera Centinela para sus faenas Esperanza y El Tesoro por un total de 186 MW. Esta modificación considera la aplicación de un descuento al precio a regir durante 2020 y 2021 y una nueva fecha de término del contrato el 31 de diciembre de 2021. Además, el acuerdo comprende la celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el periodo comprendido entre enero de 2022 a diciembre de 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033. Este nuevo contrato con este esquema de tarifas permitirá adecuarse gradualmente a la producción de electricidad con fuentes renovables y al mismo tiempo permitirá extender en un promedio de 7,5 años los contratos existentes con Minera Centinela. Finalmente, el acuerdo contempla la modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos S.A., incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos S.A. sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos S.A. (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A.). El acuerdo global implica que EECL se hará del control 100% de la filial Inversiones Hornitos S.A. y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial. Nuestro objetivo con esta nueva estructura de contrato es acompañar a nuestro cliente en su propia transformación, sustituyendo de forma progresiva la energía convencional por energía renovable.
- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En la Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 28 de abril de 2020, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 - a. Aprobar la propuesta del Directorio de no distribuir nuevos dividendos con cargo al ejercicio 2019 y destinar el saldo de las utilidades del referido ejercicio al fondo de utilidades acumuladas de la Sociedad, considerando que los repartos de dividendos provisorios pagados el 21 de junio y 13 de diciembre de 2019 por un total de US\$90.000.000 equivalen aproximadamente al 81% de las utilidades líquidas del ejercicio

2019, reparto que cumple ampliamente con el mínimo obligatorio de distribución del 30% de las utilidades del ejercicio que establece la Ley y la política de dividendos de la Compañía.

- b. Designar como empresa de auditoría externa a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA.
- 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 2020

- **Fondo de estabilización:** El 11 de marzo de 2020 la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución Exenta N°72 con reglas y disposiciones necesarias para la implementación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido en la Ley 21.185 del 2 de noviembre de 2019. Este mecanismo considera el congelamiento de tarifas de electricidad en los niveles vigentes en el primer semestre de 2019 hasta fines del año 2027, sujeto a ciertos mecanismos de ajuste determinados en la ley, mientras que los precios que las compañías generadoras cargan a las compañías distribuidoras se mantendrán según los contratos vigentes entre ellas. El mecanismo producirá un diferencial entre las tarifas que las compañías generadoras están facultadas a cobrar según sus contratos y las tarifas aplicadas en la recaudación a los clientes finales sujetos a regulación de precios. A raíz de este diferencial de tarifas, las compañías generadoras están reportando cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo conjunto da origen al llamado fondo de estabilización. Según la Ley 21.185 este fondo podrá crecer hasta julio de 2023 o hasta que acumule la cantidad total de US\$ 1.350 millones, según lo que ocurra primero. Se espera que una vez que se hagan efectivos los contratos de suministro eléctrico adjudicados en licitaciones más recientes a precios más bajos, los precios promedio de los contratos entre compañías generadoras y compañías distribuidoras comiencen a bajar gradualmente a partir de 2021, situándose por debajo del precio estabilizado que se mantendrá vigente con los ajustes que la Ley establece hasta el 31 de diciembre de 2027. A partir del momento en que las tarifas contractuales promedio se sitúen por debajo del precio estabilizado, las compañías distribuidoras podrán comenzar a pagar las cuentas por cobrar que forman parte del fondo de estabilización. Al 31 de marzo de 2020 las cuentas por cobrar no corrientes que mantenía EECL por este concepto llegaban a aproximadamente US\$94 millones.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE) anunció el inicio del **proceso del Plan de Expansión Anual de la Transmisión** para el Sistema Eléctrico Nacional del año 2020. La primera fase del proceso consiste en la presentación de las propuestas por parte de las empresas, las que serán analizadas considerando la contribución a la seguridad y a la economía general del sistema.
- El Regulador publicó el primer **Informe para el Proceso Nacional de Valoración** de transmisión para el período de cuatro años 2020-2023. Este incluye el primer borrador de los valores de remuneración asignados a las instalaciones de transmisión.
- **Nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones:** Con fecha 23 de enero de 2020, luego de sostener reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres, Boston, Los Ángeles y Nueva York, Engie Energía Chile completó exitosamente la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$500 millones con un pago único de capital en enero de 2030, un rendimiento de 3,484% anual y una tasa cupón de 3,4% anual. Esta emisión tuvo el propósito de refinanciar completamente el bono de US\$400 millones con vencimiento el 15 de enero de 2021. Los bancos colocadores fueron BofA Securities, Inc. Citigroup Global Markets Inc. y Scotia Capital (USA) Inc., así como MUFG Securities Americas Inc. y Santander Investment Securities Inc.

ANTECEDENTES GENERALES

Los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el día 24 de noviembre de 2017. En ese día, gracias a la entrada en operación comercial del proyecto TEN que pertenece en un 50% a la Compañía, 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 900 MW, desde la zona conocida como Norte Chico hacia el Norte Grande del país.

En tanto el Proyecto de Interconexión Cardones-Polpaico de InterChile, entró en operación comercial el 30 de mayo de 2019, constatándose desde entonces una mayor estabilidad, menores niveles en los costos marginales de los distintos nodos del sistema interconectado nacional y flujos en ambas direcciones. Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), luego del inicio de la operación de Cardones-Polpaico, el costo marginal en la zona sur y centro ha descendido porque la línea de transmisión ayudó a que las barras de las distintas localidades se acoplaran. Además, se dejó de verter energía, en su mayoría renovable, que no lograba ser inyectada al sistema por la insuficiencia de la infraestructura de transmisión.

Además de la interconexión, otros factores que contribuyeron a la reducción y estabilización de costos marginales fueron (i) un mayor aporte de centrales hidráulicas; (ii) un mayor nivel de suministro de gas argentino y (iii) una mayor disponibilidad de GNL que mantuvo a algunos ciclos combinados operando en forma inflexible a costo cero.

Costos Marginales SEN

2019	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	15,0	14,7	-	-	63,1	61,5	51,5	55,1	166,6	161,3	148,0	161,4
Feb	41,5	40,8	-	-	64,0	62,6	51,2	55,8	162,1	157,2	155,0	155,6
Mar	45,4	44,7	-	-	63,5	62,1	49,2	53,0	152,2	148,9	118,1	123,5
Abr	45,3	44,5	-	-	71,6	70,1	49,3	56,4	178,0	173,3	168,8	172,1
May	40,7	39,6	34,6	-	68,5	66,7	51,9	55,2	198,0	192,2	148,9	145,0
Jun	37,5	36,5	32,5	32,5	53,0	51,3	48,2	50,0	83,3	80,6	78,8	79,9
Jul	36,1	35,4	30,3	6,5	49,6	48,1	46,3	47,7	73,1	69,9	72,1	72,6
Ago	37,5	36,6	29,7	-	52,5	50,3	50,7	50,2	106,1	100,4	106,7	105,5
Sep	28,0	27,3	25,9	26,8	42,9	41,3	40,8	42,0	69,1	65,4	69,9	69,2
Oct	23,5	23,1	21,6	-	37,8	36,2	38,8	36,5	80,2	75,6	403,2	81,3
Nov	23,3	23,1	21,7	-	35,1	34,2	34,0	32,5	70,3	67,4	140,3	69,8
Dic	26,6	26,1	26,0	-	35,0	34,2	34,0	31,7	40,0	38,5	41,2	41,5
2020	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	18,9	18,5	18,8	-	41,6	40,4	41,9	39,9	151,8	147,8	149,9	148,5
Feb	25,1	24,8	23,7	-	43,1	42,1	40,1	40,4	148,7	146,6	140,3	143,4
Mar	28,0	27,7	26,9	-	68,7	67,6	64,3	67,2	182,4	178,1	180,2	179,4

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Cabe notar que en el mes de marzo de 2020, en particular, hubo un alza en los costos marginales con respecto a los meses anteriores, debido a indisponibilidades de centrales, fallas y menor disponibilidad de agua en los embalses. Es por esto que el precio promedio en el nudo Crucero fue de 64 USD/MWh vs 42 USD/MWh en enero y 40 USD/MWh en febrero. La indisponibilidad de algunas centrales del sistema durante el mes de marzo en particular hizo que se tuviera que suplir esa energía producida por otras centrales con mayores costos variables. A fines del mes de marzo los precios volvieron a niveles más parecidos a lo que se venía reportando en los meses pasados, ya que las centrales indisponibles retomaron su operación y la demanda bajó levemente a consecuencia del efecto COVID-19.

Producto 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. En el 1T20 los sobrecostos llegaron a US\$10,4 millones, una caída respecto al mismo periodo del año anterior donde los sobrecostos alcanzaron US\$19,7 millones. La prorrata de EECL en el primer trimestre de 2020 fue de US\$1,6 millones, de los cuales más de un 80% 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>2019</u>	<u>2020</u>	<u>% Variación</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>% Variación</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>% Variación</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>% Variación</u>
	<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>			<u>Año c/A</u>		
Enero	52,3	57,0	9%	60,3	63,2	5%	3,15	2,01	-36%	81,8	50,4	-38%
Febrero	55,0	50,5	-8%	64,1	55,7	-13%	2,72	1,91	-30%	74,4	48,3	-35%
Marzo	58,3	30,4	-48%	66,3	33,5	-49%	2,94	1,80	-39%	69,6	47,9	-31%
Abril	63,7			71,3			2,67			58,3		
Mayo	60,6			71,3			2,63			56,5		
Junio	54,7			64,2			2,40			48,9		
Julio	57,1			63,8			2,36			58,4		
Agosto	54,8			58,7			2,22			54,2		
Septiembre	56,3			62,2			2,52			60,4		
Octubre	54,3			59,9			2,34			59,8		
Noviembre	57,0			63,4			2,67			56,1		
Diciembre	59,7			67,1			2,22			53,6		

Fuente: Bloomberg, AIE

Al comparar el año 2020 con 2019, podemos observar menores precios internacionales de los combustibles, con variaciones de más de 30% especialmente en el mes de marzo. Básicamente esto se debe a una sobreoferta de carbón, registrándose un superávit global de 28 millones de toneladas a fines del año 2019. Adicionalmente, en el caso específico del API2, la explicación obedece a que las importaciones de Europa van en disminución producto del proceso de descarbonización y el precio del gas para generar electricidad en Europa ha sido más competitivo que el del carbón. Por último, cabe decir que a nivel global, la caída de los precios del petróleo ha puesto el suministro de GNL a largo plazo en el noreste de Asia en un curso potencial de colisión con el carbón térmico, amenazando la ventaja actual del costo del combustible sólido para la generación de energía. Probablemente los efectos que tendrá la recesión mundial ya declarada por el FMI sean negativos para el precio de los commodities en general como ya se ha observado con los precios del petróleo en el mes de abril.

Generación

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

2019

Tipo de Combustible	1T 2019		2T 2019		3T 2019		4T 2019		12M 2019	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	2.878	66%	3.148	63%	3.137	62%	3.304	69%	12.466	66%
GNL	810	19%	1.072	22%	1.272	25%	721	15%	3.876	20%
Diesel / Petróleo pesado	4	0%	12	0%	0	0%	1	0%	18	0%
Renovable	670	15%	591	12%	652	13%	755	16%	2.668	14%
Total generación bruta N- SEN	4.362	100%	4.823	100%	5.061	100%	4.781	100%	19.027	100%

2020

Tipo de Combustible	1T 2020	
	GWh	% of total
Carbón	3.036	61%
GNL	1.214	25%
Diesel / Petróleo pesado	11	0%
Renovable	679	14%
Total generación bruta N-SEN	4.940	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

En el primer trimestre de 2020, la generación bruta del sistema tuvo un aumento de 13% con respecto al mismo periodo del año anterior, en que la generación fue baja debido al invierno altiplánico que provocó una menor demanda de compañías mineras. Estas se vieron en la necesidad de detener sus faenas debido al temporal de lluvias que azotó al norte del país y al proceso de modernización de algunas fundiciones (Chuquicamata) para cumplir con la normativa de captura de gases que emiten en sus procesos industriales. El mix de generación muestra aumentos en la generación con carbón – principalmente asociado a la operación de IEM en el primer trimestre de 2020 en comparación con el primer trimestre de 2019 en que estaba en pruebas - en la generación con gas y en la generación con fuentes renovables.

Cabe notar que la demanda máxima en la zona norte SEN del primer trimestre fue de 3.075 MW, superior a la demanda máxima del 1T19 que fue de 2.877 MW.

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

Generación por Empresa (en GWh)

2019

Empresa	1T 2019		2T 2019		3T 2019		4T 2019		12M 2019	
	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total	GWh	% del total
AES Gener	2.094	48%	2.226	46%	2.454	48%	2.573	54%	9.347	49%
EECL (con CTH al 100%)	966	22%	1.129	23%	1.216	24%	955	20%	4.266	22%
Enel Generación	249	6%	264	5%	236	5%	176	4%	925	5%
Otros	1.054	24%	1.204	25%	1.154	23%	1.076	23%	4.488	24%
Total generación bruta N-SEN	4.362	100%	4.823	100%	5.061	100%	4.781	100%	19.027	100%

2020

Empresa	1T 2020	
	GWh	% del total
AES Gener	2.421	49%
EECL (con CTH al 100%)	1.188	24%
Enel Generación	97	2%
Otros	1.234	25%
Total generación bruta N-SEN	4.940	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Durante el primer trimestre de 2020, EECL aumentó su generación en un 23% en comparación con igual periodo del año anterior, representando el 24% de la generación de la zona norte del SEN. En este trimestre se siguió observando una importante contribución de otros actores, incluyendo Tamakaya (Central Kelar) y varios generadores renovables, que representaron un 25% de la generación total de la zona norte del SEN.

En lo concerniente a mantenciones mayores programadas, la U16, que estaba en mantención desde octubre de 2019, entró en operaciones el 8 de febrero y luego debió interrumpir sus operaciones durante parte del mes de marzo de 2020. En tanto CTA, CTH, IEM y CTM1 estuvieron limitadas a mínimo técnico y/o indisponibles durante algunos periodos en este primer trimestre.

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 31 de marzo de 2020 y 31 de marzo de 2019. 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

Primer trimestre de 2020 comparado con el cuarto trimestre de 2019 y primer trimestre de 2019

Ingresos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)

	1T 2019		4T 2019		1T 2020		% 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.....	163,0	52%	161,2	54%	164,0	54%	2%	1%
Ventas a clientes regulados.....	150,6	48%	133,3	45%	134,1	44%	1%	-11%
Ventas al mercado spot.....	1,6	0%	2,6	1%	7,8	3%	201%	397%
Total ingresos por venta de energía y potencia	315,1	92%	297,1	89%	305,8	91%	3%	-3%
Ventas de gas.....	4,1	1%	4,3	1%	5,9	2%	37%	46%
Otros ingresos operacionales.....	24,6	7%	33,6	10%	23,5	7%	-30%	-4%
Total ingresos operacionales.....	343,8	100%	335,0	100%	335,3	100%	0%	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1).....	1.423	54%	1.658	58%	1.672	57%	1%	18%
Ventas de energía a clientes regulados.....	1.220	46%	1.145	40%	1.285	43%	12%	5%
Ventas de energía al mercado spot.....	6	0%	44	2%	-	0%	n.a	-
Total ventas de energía.....	2.649	100%	2.847	100%	2.957	100%	4%	12%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S./MWh)(2)	115,2		96,2		102,7		7%	-11%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S./MWh) (3)	118,7		116,4		104,3		-10%	-12%

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

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

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

En el primer trimestre de 2020, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$305,8 millones, disminuyendo un 3% (US\$9,3 millones) con respecto al mismo trimestre del año anterior, debido a menores ingresos en el segmento de clientes regulados asociados al menor precio promedio monómico observado producto de la caída en el precio de combustibles. En lo que respecta al volumen de energía, hubo una mayor venta a clientes regulados asociada a la mayor prorrata por el vencimiento de contratos de otros actores del sistema. La venta a clientes libres fue superior a la del mismo periodo del año anterior, mostrando una recuperación de la demanda de Chuquicamata, Zaldívar, Glencore y El Abra principalmente

Respecto al último trimestre de 2019, se observa un leve incremento en la venta a clientes libres asociada principalmente a una mayor demanda de Centinela y a otros nuevos contratos.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este primer trimestre a los US\$134,1 millones, con un mayor volumen de venta respecto al trimestre anterior, pero con menores precios producto de la caída del precio de los combustibles.

En el primer trimestre de 2020, las ventas físicas al mercado spot fueron menores, disminuyendo con respecto al primer y al último trimestre del año anterior.

Durante el primer trimestre, las ventas de gas reportaron niveles similares a periodos anteriores. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión, que a partir de 2018 consideran el cargo único, partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.) y venta de combustibles a terceros.

Costos operacionales

Información Trimestral (en millones de US\$)									
	1T 2019		4T 2019		1T 2020		% Variación		
	Amount	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A	
Costos de la operación									
Combustibles.....	(66,5)	24%	(72,2)	27%	(80,8)	29%	12%	22%	
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot.....	(122,9)	44%	(95,5)	35%	(93,2)	33%	-2%	-24%	
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(33,2)	12%	(40,1)	15%	(41,2)	15%	3%	24%	
Otros costos directos de la operación	(52,9)	19%	(50,3)	19%	(52,9)	19%	5%	0%	
Total costos directos de ventas.....	(275,5)	98%	(258,1)	95%	(268,1)	96%	4%	-3%	
Gastos de administración y ventas.....	(9,0)	3%	(12,1)	4%	(7,7)	3%	-36%	-15%	
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas.....	(0,9)	0%	(1,5)	1%	(1,1)	0%	-30%	24%	
Otros ingresos/costos de la operación...	3,9	-1%	0,7	0%	(1,6)	1%			
Total costos de la operación.....	(281,5)	100%	(271,0)	100%	(278,5)	100%	3%	-1%	
Estadísticas físicas (en GWh)									
Generación bruta de electricidad.....									
Carbón.....	594	62%	1.169	75%	1.304	70%	12%	120%	
Gas.....	356	37%	333	21%	493	26%	48%	39%	
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	0%	4	0%	17	1%	335%	1018%	
Hidro/Solar.....	14	1%	48	3%	46	2%	-5%	221%	
Total generación bruta.....	965	100%	1.554	100%	1.861	100%	20%	93%	
Menos Consumos propios.....	(78)	-8%	(116)	-7%	(82)	-4%	-29%	6%	
Total generación neta.....	888	32%	1.439	51%	1.779	60%	24%	100%	
Compras de energía en el mercado spot.....	1.729	63%	1.356	48%	1.063	36%	-22%	-39%	
Compras de energía bajo contrato	122		127		125	4%	n.a	n.a	
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión.....	2.739	100%	2.838	100%	2.967	100%	5%	8%	

La generación bruta de electricidad aumentó un 93% con respecto al mismo trimestre del año anterior y un 20% con respecto al 4T19. Hay una mayor generación a carbón debido principalmente al inicio de operaciones de Infraestructura Energética Mejillones a partir del jueves 16 de mayo de 2019 y una mayor generación con gas. Por otro lado, se observa una mayor generación solar producto de la incorporación de Los Loros – Andacollo en abril de 2019.

En el 1T20, el ítem de costo de combustibles fue superior al del trimestre inmediatamente anterior debido al mayor nivel de generación propia. Estos mayores costos fueron compensados por la disminución en las compras de energía y potencia en el mercado spot. En la comparación interanual, el costo de combustibles registró un incremento de 22%, aumentando US\$14,3 millones, debido al mayor nivel de generación.

El ítem ‘Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot’ disminuyó en US\$2,3 millones (2%) con respecto al último trimestre de 2019, fundamentalmente por menores volúmenes de energía comprada en el mercado spot, a pesar de los mayores precios promedio observados en el primer trimestre de 2020. El menor volumen de compras se explica por la mayor generación de nuestras unidades eficientes e indisponibilidad de algunas unidades del sistema, que significaron el despacho de unidades nuestras menos eficientes (U14/15). Respecto al mismo trimestre del año anterior, la disminución de volumen de energía comprada está asociada principalmente a la mayor generación propia. En el primer trimestre de 2020, el contrato de suministro con compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN alcanzó los 869 GWh, un aumento de 8% con respecto al primer trimestre de 2019. Parte de este contrato fue suministrada con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (125 GWh).

El costo de las compras de energía al mercado spot ha bajado también por la inflexibilidad del suministro de gas y altos niveles de generación con medios renovables, especialmente en la zona centro-sur del sistema, lo que se tradujo en menores costos marginales de 51 US\$/MWh en promedio en el 1T20 vs. 63 US\$/MWh promedio en el 1T19 en las barras de Charrúa y Alto Jahuel.

En el primer trimestre de 2020, el costo de la depreciación (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) se mantuvo en niveles similares a los del trimestre anterior y superiores a los del primer trimestre de 2019 por la entrada en operaciones de IEM.

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.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación), fueron algo menores a los del trimestre anterior y los del primer trimestre de 2019.

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\$1,3 millones en el trimestre.

Margen Eléctrico

Información Trimestral (en millones de US\$)

2019

	1T19	2T19	3T19	4T19	12M19	1T20
Margen Eléctrico						
Total ingresos por ventas de energía y potencia.....	315,1	324,3	305,1	297,1	1.241,5	305,8
Costo de combustible.....	(66,5)	(72,8)	(78,4)	(72,2)	(290,0)	(80,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot...	(122,9)	(102,8)	(72,1)	(95,5)	(393,3)	(93,2)
Utilidad bruta del negocio de generación ...	125,7	148,6	154,6	129,4	558,2	131,8
<i>Margen eléctrico</i>	40%	46%	51%	44%	45%	43%

En el primer trimestre de 2020, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró un aumento de US\$6,1 millones con respecto al primer trimestre del año anterior, aumentando en términos porcentuales a 43%. Por una parte, si bien hubo menores ingresos por ventas de energía y potencia por los menores precios medios realizados (-US\$9,3 millones) y un mayor costo de combustibles (+US\$14,3 millones) por la mayor generación propia, hubo un menor costo de compras de energía y potencia en el mercado spot (US\$29,7 millones) debido a menores volúmenes de compra aun cuando a mayores precios. En definitiva, si bien hubo una caída en ingresos, se pudo observar una disminución en el costo promedio de la energía suministrada, lo que se tradujo en el aumento del margen eléctrico.

Resultado operacional

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	1T 2019		4T 2019		1T 2020		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	343,8	100%	335,0	100%	335,3	100%	0%	-2%
Total costo de ventas	(275,5)	-80%	(258,1)	-77%	(268,1)	-80%	4%	-3%
Ganancia bruta	68,3	20%	76,9	23%	67,2	20%	-13%	-2%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(6,0)	-2%	(12,9)	-4%	(10,3)	-3%	-20%	72%
Ganancia Operacional	62,2	18%	64,0	19%	56,8	17%	-11%	-9%
Depreciación y amortización.....	34,1	10%	41,6	12%	42,3	13%	2%	24%
EBITDA	96,3	28,0%	105,6	31,5%	99,1	29,6%	-6%	3%

El EBITDA del primer trimestre de 2020 llegó a US\$99,1 millones, un aumento de US\$2,8 millones con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a una caída en los costos de suministro que compensaron el menor ingreso de venta de energía y potencia.

La comparación con el trimestre inmediatamente anterior muestra una disminución de EBITDA de US\$6,5 millones, producto de menores precios medios en el segmento de clientes regulados explicados por la caída en los precios de combustibles usados de referencia en las tarifas y del mayor costo de combustible por mayor generación propia.

Resultados financieros

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	1T 2019		4T 2019		1T 2020		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros.....	1,2	0%	1,8	1%	1,6	0%	-14%	28%
Gastos financieros.....	(3,2)	-1%	(12,5)	-4%	(28,5)	-8%	128%	795%
Diferencia de cambio.....	1,1	0%	(1,0)	0%	(0,4)	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,9	0%	(95,1)	-28%	1,7	1%		
Total resultado no operacional	0,1	0%	(106,7)	-32%	(25,6)	-8%		
Ganancia antes de impuesto.....	62,4	18%	(42,7)	-13%	31,3	9%	-173%	-50%
Impuesto a las ganancias.....	(16,8)	-5%	11,2	3%	(5,6)	-2%	-150%	-66%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto.....	45,6	13%	(31,5)	-9%	25,6	8%	-181%	-44%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora.....	42,9	12%	(32,2)	-10%	25,6	8%	-180%	-40%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras.....	2,7	1%	0,6	0%	-	0%	-100%	-100%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	42,9	12%	(32,2)	-10%	25,6	8%	-180%	-40%
Ganancia por acción	0,041	0%	(0,031)	0%	0,024	0%		

El incremento del gasto financiero se debió al pago anticipado del bono 144A/RegS por US\$400 millones que fue refinanciado y pagado en su totalidad en el 1T20, pagando a los tenedores del bono una prima por el rescate anticipado de la emisión. En enero de 2020 EECL anunció un programa voluntario de rescate anticipado de estos bonos ("Any and All Tender Offer") sujeto a la colocación de un nuevo bono que fue emitido exitosamente el 23 de enero de 2020 por un monto de US\$500 millones. Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento original en enero de 2021, para realizar el pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020 la Compañía completó el repago íntegro del bono por US\$400 millones además del pago de intereses y primas por rescates anticipados que ascendieron a US\$13,6 millones que fueron cargados en su totalidad

a los resultados del ejercicio en el primer trimestre de 2020. El nuevo bono de US\$500 millones contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,4 millones en el 1T20 producto de una mayor volatilidad cambiaria con tendencia a la depreciación del peso chileno desde principios de año. 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).

Los otros ingresos no operacionales netos de este primer trimestre disminuyeron con respecto al cuarto trimestre de 2019, en que se registró un resultado negativo de US\$95,1 millones producto del ajuste contable por deterioro económico de activos (*asset impairment*) relacionado al anuncio de cierre de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones. En tanto en el 1T19 se incluyó un recupero parcial de seguros de la U16 por un total de US\$2 millones.

Ganancia neta

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2020 es de 27% al igual que para 2019.

En el primer trimestre de 2020, el resultado neto después de impuestos registró una utilidad de US\$25,6 millones, una mejora con respecto al cuarto trimestre del año anterior, donde se reconocieron gastos no recurrentes producto del deterioro del valor de las centrales a carbón que serán cerradas (*asset impairment*). El costo de primas pagadas por el retiro anticipado de los bonos 144-A de US\$9,9 millones neto de impuestos se considera un gasto no recurrente; de esta forma, la utilidad neta recurrente del primer trimestre de 2020 fue de US\$35,1 millones, ligeramente por debajo de los US\$37,5 millones de resultado neto recurrente del cuarto trimestre de 2019.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de marzo de 2020, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$184,6 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$850 millones¹, no existiendo vencimientos de deuda hasta enero de 2025.

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

Estado de flujo de efectivo	2019	2020
Flujos de caja netos provenientes de la operación	69,1	(30,2)
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(13,3)	(44,2)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(4,0)	19,8
Cambio en el efectivo	51,9	(54,5)

Flujos de caja provenientes de la operación

En el primer trimestre de 2020, EECL reportó un flujo de caja proveniente de la operación de (US\$30,2 millones). Esta cifra negativa se debe a que está presentada después del pago de impuestos a la renta e impuestos de timbres y estampillas por un total de US\$18,4 millones y pagos de intereses y otros gastos financieros por un total de US\$40,6 millones. Estos a su vez incluyen la prima de US\$13,6 millones pagada por el rescate anticipado de los bonos 144-A. El flujo generado en la operación antes de dichos gastos ascendió a US\$28,9 millones.

⁽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 las operaciones de leasing financiero correspondientes al contrato de peaje de transmisión con TEN ni operaciones calificadas como leasing financiero a partir de la implementación de IFRS 16.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

En el primer trimestre de 2020, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de US\$44 millones, principalmente por la inversión en parques fotovoltaicos (US\$29 millones), parques eólicos (US\$8,7 millones) y mantenciones mayores de centrales y activos de transmisión (US\$9,7 millones). Estos egresos de caja fueron en parte compensados por un pago de préstamos por parte de TEN en la cantidad de US\$7,5 millones, así como por ingresos financieros de US\$1 millón.

Inversiones en activos fijos

Nuestras inversiones en activos fijos en el primer trimestre de 2019 y de 2020 ascendieron a US\$35,5 millones y US\$50,2 millones, respectivamente, según se detalla en el siguiente cuadro.

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

CAPEX	<u>2019</u>	<u>2020</u>
CTA	-	-
CTA (Nuevo Puerto).....	0,2	-
CTH	-	-
IEM.....	28,0	0,5
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos.....	3,2	2,6
Mejoras Medioambientales	0,2	-
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	3,1	7,1
Parque fotovoltaicos.....	-	29,3
Parques eólicos.....	-	8,7
Otros.....	0,8	2,0
Total inversión en activos fijos	<u>35,5</u>	<u>50,2</u>

Los flujos de inversión en activos fijos en el cuadro anterior incluyen pagos de IVA e intereses activados. En el primer trimestre de 2019 estos últimos ascendieron a US\$19,2 millones en el proyecto IEM. En el primer trimestre de 2020 no se registraron activaciones de intereses.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

El principal flujo relacionado con actividades financieras durante el primer trimestre de 2020 fue la emisión de un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$500 millones con un pago único de capital en enero de 2030, un rendimiento de 3,484% anual y una tasa cupón de 3,4% anual. Los fondos provenientes de la emisión fueron destinados en su mayor parte al prepago del bono 144-A/Reg S por US\$400 millones con vencimiento original en enero de 2021, así como los intereses, gastos del financiamiento, impuestos y primas de prepago. Asimismo, la compañía prepagó dos créditos de corto plazo por un total de US\$80 millones con Scotiabank y Banco Estado.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de marzo de 2020

Obligaciones Contractuales al 31/03/20
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).....	850,0	-	-	350,0	500,0
Leasing financiero - contrato peaje TEN.....	57,6	1,3	2,9	3,5	49,9
Leasing financiero - NIIF 16	37,1	2,7	5,6	3,3	25,4
Costo financiero diferido.....	(21,0)	-	(5,8)	(6,0)	(9,2)
Intereses devengados.....	5,6	5,6	-	-	-
Valoración a mercado swaps.....	13,4	13,4	-	-	-
Total	942,7	23,0	2,7	350,8	566,1

Notas:

- (1) El contrato de peaje con TEN por el uso de activos de transmisión dedicados se considera una operación de leasing financiero y está contabilizado en las partidas de Cuentas por Pagar a Empresas Relacionadas.
- (2) Leasing NIIF 16, de acuerdo a esta norma se reconocieron obligaciones por arriendos de terreno y vehículos de transporte.

EECL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos por 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 28 de enero de 2020, la compañía completó una nueva emisión de un bono bajo el formato 144-A/Reg S con el propósito de refinanciar completamente un bono de US\$400 millones con vencimiento el 15 de enero de 2021. El nuevo bono es por un monto de US\$500 millones, devenga una tasa cupón de 3,4% anual y vence el 28 de enero de 2030. Con esta nueva colocación la compañía logró extender el plazo promedio de su deuda a un nuevo promedio de 7,7 años y reducir la tasa nominal promedio de su deuda a un nuevo promedio de 3,85% anual.

El leasing financiero corresponde a un contrato de peaje con la relacionada TEN por el uso de instalaciones dedicadas (Subestación TEN-GIS y línea entre TEN GIS y Los Changos). Este contrato es pagadero en cuotas mensuales que suman aproximadamente US\$7 millones por año y 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 US\$57,6 millones.

Por último, al 31 de marzo, la compañía registraba obligaciones relacionadas con contratos de arrendamiento de vehículos y otros por un total de US\$37,1 millones que calificaban como deuda financiera bajo la norma contable IFRS 16.

Política de dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 28 de abril de 2020, 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.

El Directorio de la compañía, en su sesión celebrada con fecha 28 de mayo de 2019, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, la cantidad de US\$50.000.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,047469416 por acción, pagadero el día 21 de junio de 2019, en su equivalente en moneda nacional. Dicho dividendo fue acordado en consideración a la generación de caja y al cierre de un periodo de inversiones relevantes en la Compañía.

El día 13 de diciembre de 2019, la compañía pagó un segundo dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 por la cantidad de US\$40 millones, o US\$0,03798 por acción, según lo aprobado por el Directorio de la compañía el 26 de noviembre de 2019.

El día 28 de abril de 2020, en la Junta Ordinaria de Accionistas anteriormente mencionada, se acordó no repartir un dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2019. Con esto, los dividendos totales con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 ascendieron a la cantidad de US\$90 millones, equivalentes al 81% de la utilidad neta del ejercicio que fue de US\$110,8 millones.

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	Definitivo (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	Definitivo (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	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Definitivo (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	Definitivo (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	Definitivo (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	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo de 2018	Definitivo (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
24 de mayo de 2019	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2018)	22,1	0,02102
21 de junio de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	40,0	0,03798

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 los niveles de demanda que pueda haber bajo 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 prevaleciente al momento de comprar cada embarque de GNL. En el caso específico de este contrato, este riesgo queda naturalmente acotado por el reajuste contractual de tarifa que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. 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 es acotada. 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, con contratos “forward” y opciones del tipo “zero-cost collars”. En años anteriores, 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 consideraban 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. Actualmente, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 31 de marzo de 2020, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija.

Al 31 de marzo de 2020
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 v más</u>	<u>Total</u>
Tasa Fija							
(US\$)	3,400% p.a.	-	-	-	-	500,0	500,0
(US\$)	4,500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Total		-	-	-	-	850,0	850,0

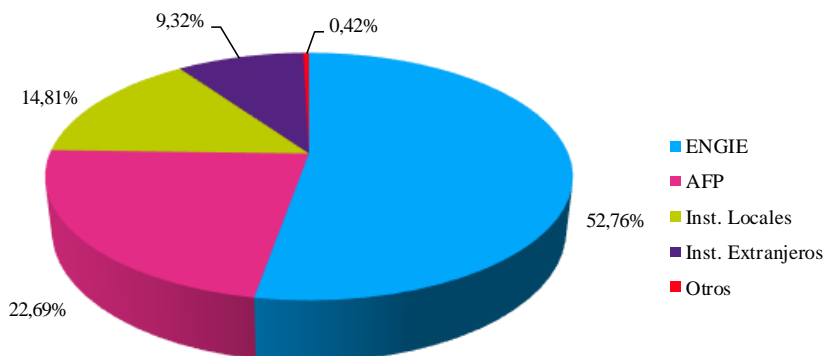
Riesgo de crédito

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 principales 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. En los últimos años la industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía ha puesto en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representa un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos. La irrupción de la pandemia causada por el virus COVID-19 está causando una recesión económica a nivel nacional y mundial con la consiguiente incertidumbre en el comportamiento de la demanda y la capacidad financiera de los clientes de servicios esenciales para solventar el pago oportuno de sus consumos de energía y de otros servicios. Para enfrentar esta situación, la compañía ha dispuesto que sus áreas comerciales mantengan un contacto directo con nuestros clientes para hacer un seguimiento de la situación y tomar medidas oportunas, tanto para apoyar a nuestros clientes como para mitigar los impactos de la pandemia en el desempeño de la compañía.

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 31 DE MARZO DE 2020

N° de accionistas: 1.789



N° TOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas

Ventas Físicas (en GWh)

	<u>2019</u>					<u>2020</u>
	<u>1T19</u>	<u>2T19</u>	<u>3T19</u>	<u>4T19</u>	<u>12M19</u>	<u>1T20</u>
Ventas físicas						
Ventas de energía a clientes no regulados	1.423	1.550	1.610	1.658	6.241	1.672
Ventas de energía a clientes regulados	1.220	1.183	1.232	1.145	4.780	1.285
Ventas de energía al mercado spot	6	-	31	44	81	-
Total ventas de energía.....	2.649	2.734	2.873	2.847	11.103	2.957
	-	-	-	-	-	-
Generación bruta por combustible						
Carbón.....	594	911	867	1.169	3.541	1.304
Gas.....	356	569	764	333	2.022	493
Petróleo diesel y petróleo pesado.....	2	1	8	4	14	17
Hidro/ Solar.....	14	32	41	48	135	46
Total generación bruta.....	965	1.513	1.680	1.554	5.713	1.861
<i>Menos Consumos propios.....</i>	(78)	(106)	(131)	(116)	(431)	(82)
Total generación neta.....	888	1.407	1.549	1.439	5.282	1.779
Compras de energía en el mercado spot	1.729	1.307	1.128	1.356	5.520	1.063
Compras de energía bajo contrato (GWh)	122	124	127	127	500	125
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.739	2.838	2.804	2.921	11.302	2.967

Estados de Resultados Trimestrales

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

IFRS

	1T19	2T19	3T19	4T19	2019	1Q20
Ingresos de la operación						
Ventas a clientes regulados.....	150,6	146,9	146,1	133,3	576,9	134,1
Ventas a clientes no regulados.....	163,0	173,7	152,7	161,2	650,5	164,0
Ventas al mercado spot y ajustes.....	1,6	3,6	6,3	2,6	14,1	7,8
Total ingresos por venta de energía y potencia.....	315,1	324,3	305,1	297,1	1.241,5	305,8
Ventas de gas.....	4,1	4,2	4,4	4,3	16,9	5,9
Otros ingresos operacionales.....	24,6	94,1	43,7	33,6	196,0	23,5
Total ingresos operacionales.....	343,8	422,5	353,2	335,0	1.454,5	335,3
Costos de la operación						
Combustibles.....	(66,5)	(72,8)	(78,4)	(72,2)	(290,0)	(80,8)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(122,9)	(102,8)	(72,1)	(95,5)	(393,3)	(93,2)
Depreciación y amortización en el costo de ventas.....	(33,2)	(38,4)	(40,0)	(40,1)	(151,7)	(41,2)
Otros costos directos de la operación	(52,9)	(49,2)	(54,8)	(50,3)	(207,2)	(52,9)
Total costos directos de ventas.....	(275,5)	(263,2)	(245,3)	(258,1)	(1.042,1)	(268,1)
Gastos de administración y ventas.....	(9,0)	(8,9)	(8,2)	(12,1)	(38,2)	(7,7)
Depreciación y amortización en el gto. De adm.y ventas...	(0,9)	(1,9)	(1,2)	(1,5)	(5,6)	(1,1)
Otros ingresos de la operación.....	3,9	(0,2)	4,7	0,7	9,1	(1,6)
Total costos de la operación.....	(281,5)	(274,3)	(250,0)	(271,0)	(1.076,8)	(278,5)
Ganancia operacional.....	62,2	148,2	103,2	64,0	377,7	56,8
EBITDA.....	96,3	188,5	144,4	105,6	534,9	99,1
Ingresos financieros.....	1,2	1,5	0,6	1,8	5,2	1,6
Gastos financieros.....	(3,2)	(8,5)	(13,7)	(12,5)	(37,8)	(28,5)
Diferencia de cambio.....	1,1	(0,1)	(3,1)	(1,0)	(3,0)	(0,4)
Ut. (pp) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	-
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos.....	0,9	(90,6)	4,2	(95,1)	(180,6)	1,7
Total resultado no operacional	0,1	(97,7)	(12,0)	(106,7)	(216,3)	(25,6)
Ganancia antes de impuesto.....	62,4	50,5	91,1	(42,7)	161,4	31,3
Impuesto a las ganancias.....	(16,8)	(13,9)	(23,1)	11,2	(42,6)	(5,6)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto...	45,6	41,1	63,6	(31,5)	118,7	25,6
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora...	42,9	37,7	62,4	(32,2)	110,8	25,6
Gga (pp), atribuible a participaciones no controladoras...	2,7	3,4	1,2	0,6	7,9	-
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO...	42,9	37,7	62,4	(32,2)	110,8	25,6
Ganancia por acción.....(US\$/acción)	0,041	0,036	0,059	(0,031)	0,105	0,024

Balance

Balance (en millones de US\$)

	2019	2020
	<u>Diciembre</u>	<u>Marzo</u>
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	239,1	184,6
Otros activos financieros corrientes	-	-
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	108,6	116,8
Impuestos por recuperar	12,7	13,2
Inventarios corrientes	116,2	114,2
Otros activos no financieros corrientes	8,2	6,2
Total activos corrientes	484,8	435,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	2.561,4	2.584,6
Otros activos no corrientes	461,6	479,4
TOTAL ACTIVO	3.507,8	3.499,0
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	103,7	21,7
Otros pasivos corrientes	253,7	245,6
Total pasivos corrientes	357,5	267,3
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	760,4	863,3
Otros pasivos de largo plazo	266,3	266,5
Total pasivos no corrientes	1.026,7	1.129,8
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.059,3	2.101,9
Participaciones no controladoras	64,4	-
Patrimonio	2.123,6	2.101,9
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.507,8	3.499,0

(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 2019 y el 31 de marzo de 2020 son las siguientes:

Efectivo y efectivo equivalente: La disminución en el efectivo de US\$54,5 millones se explica principalmente por (i) los pagos asociados a proyectos de inversión US\$50,2 millones, (ii) pagos de intereses y

gastos incurridos en conexión con operaciones de financiamiento (US\$40,6 millones incluyendo las primas pagadas por el pago anticipado del bono 144-A de US\$13,6 millones), y (iii) pagos de impuestos (US\$18,5 millones). Estos fueron en parte compensados por el flujo de caja operacional y un pago de US\$7,5 millones recibido desde la filial TEN. Los fondos recibidos por la emisión de un nuevo bono 144-A por US\$500 millones fueron íntegramente utilizados en el prepago del bono anterior y de los préstamos de corto plazo que mantenía la compañía por un total de US\$80 millones.

Deudores comerciales: El aumento de US\$8,2 millones se compone de cambios en dos cuentas contables: Por una parte, las cuentas comerciales por cobrar registraron un aumento de US\$8,5 millones y por otra parte se registró una disminución de (US\$0,4 millones) en las cuentas por cobrar a compañías relacionadas

Inventarios corrientes: No se observaron variaciones relevantes en este rubro que alcanzó la cifra de US\$114,2 millones al 31 de marzo de 2020.

Impuestos por recuperar: Esta partida se mantuvo en niveles muy similares a los de fines de 2019, llegando a los US\$13,2 millones al 31 de marzo de 2020.

Otros activos no financieros corrientes: Se aprecia una disminución de US\$2 millones debido principalmente a un menor saldo de pago anticipado de primas de seguros US\$2,5 millones compensado por un mayor saldo de US\$0,5 millones de IVA crédito fiscal.

Propiedades, planta y equipos-neto: En el primer trimestre de 2020 se registró un aumento de US\$23,2 millones en este rubro. Por una parte, hubo un aumento de US\$11,9 millones por el reconocimiento de activos por derecho de uso asociados a la implementación de la norma IFRS16, así como inversiones en la construcción de proyectos de generación de energía renovable, tales como Calama y Capricornio, más otras inversiones en activos fijos por US\$48,9 millones. Por otra parte, la depreciación del período (US\$37,2 millones) contrarrestó parcialmente el aumento en los activos fijos.

Otros activos no corrientes: Este rubro registró un aumento neto de US\$17,8 millones a raíz de aumentos en ciertas partidas y disminuciones en otras. Entre las partidas que aumentaron su saldo se encuentran: (i) un aumento de US\$20,9 millones en cuentas comerciales por cobrar asociadas a la ley de estabilización de tarifas eléctricas y (ii) un mayor valor de US\$5,7 millones de la inversión en TEN. Entre las partidas que disminuyeron se encuentran (i) las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por un pago de US\$7,5 millones recibido desde TEN y (ii) los activos intangibles por la amortización del período (US\$4,3 millones).

Deuda financiera corriente: Esta partida registró una disminución neta de US\$82,0 millones, explicada principalmente por el repago total de la deuda bancaria de corto plazo (US\$80,7 millones incluyendo pagos de capital e intereses). Además, los intereses devengados registraron una disminución de US\$11,9 millones debido al pago de intereses de los bonos 144A en el mes de enero (US\$19,3 millones) parcialmente contrarrestado por el devengo de intereses de US\$5,6 millones en el trimestre. Por otra parte, a raíz de la depreciación del peso chileno en relación al dólar, se registró un aumento de US\$8,9 millones en la valorización a mercado de los derivados tomados por la compañía para protegerse del riesgo cambiario. Por último, hubo un aumento de US\$1,1 millones por el reconocimiento de pasivos de Leasing asociados a la aplicación de la norma IFRS 16.

Otros pasivos corrientes: Los demás pasivos corrientes registraron una disminución neta de US\$8,1 millones. Las cuentas por pagar a proveedores y, en menor medida, las cuentas por pagar a compañías relacionadas registraron un aumento total de US\$9,4 millones por mayores compromisos con contratistas de proyectos. Este aumento se vio contrarrestado por disminuciones en los saldos de las siguientes tres partidas (i) pasivos por impuestos corrientes (US\$5,3 millones), (ii) provisiones relacionadas con beneficios a los empleados (US\$4 millones) y (iii) IVA débito fiscal (US\$8,2 millones).

Deuda financiera de largo plazo: El aumento de casi US\$100 millones en esta partida se explica principalmente por la emisión de un nuevo bono 144-A por US\$500 millones cuyos recursos se utilizaron mayormente para prepagar el bono 144-A por US\$400 millones que tenía vencimiento el 15 de enero de 2021.

Otros pasivos de largo plazo: Los otros pasivos de largo plazo, que alcanzaron los US\$266 millones, no registraron variaciones significativas. En esta partida se incluyen pasivos por impuestos diferidos (US\$194

millones), la porción de largo plazo del contrato de peaje de transmisión con la filial TEN que se considera deuda financiera (US\$56 millones), y otras provisiones (US\$16 millones).

Patrimonio atribuible a propietarios de la controladora: El incremento de US\$42,6 millones se explica principalmente por (i) las utilidades del ejercicio (US\$25,6 millones), y (ii) US\$19.0 millones correspondientes a la absorción del interés minoritario que tenía Inversiones Punta de Rieles en la filial Inversiones Hornitos producto del acuerdo firmado entre los accionistas de Inversiones Hornitos el 31 de marzo de 2020, mediante el cual EECL pasó a consolidar el 100% de Inversiones Hornitos de acuerdo a la normativa IFRS. En menor medida, estos aumentos en el patrimonio de la compañía se vieron contrarrestados por una variación negativa de US\$2,1 millones resultante de la valorización a mercado de instrumentos financieros clasificados como cobertura contable.

Participaciones no controladoras: La desaparición de esta partida se explica por el acuerdo alcanzado con el accionista minoritario de Inversiones Hornitos y sus empresas relacionadas, Minera Centinela y Antofagasta Minerals con fecha 31 de marzo, tal como fuera informado en un hecho esencial comunicado a la CMF. Producto de este acuerdo, la Compañía tomó el control total de la filial Inversiones Hornitos, consolidando el 100% de sus resultados en las cuentas contables de EECL y eliminando el interés minoritario que al 31 de diciembre de 2019 era de US\$64 millones.

ANEXO 2

	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20
EBITDA*	96,3	188,5	144,4	105,6	99,1
Ganancia atribuible a la controladora	42,9	37,7	62,4	(32,2)	25,6
Gastos Financieros	3,2	8,5	13,7	12,5	28,5
* Ganancia Operacional + Depreciación y Amortización del Ejercicio					
	Mar/19				Mar/20
EBITDA (últimos 12 meses)	380,3				537,6
Gananciaa atribuible a la controladora (últimos 12 meses)	106,3				93,5
Gastos Financieros (últimos 12 meses)	13,2				63,1
	-				-
Deuda Financiera	892,7				885,0
Corriente	100,0				21,7
No-Corriente	792,7				863,3
Efectivo y efectivo equivalente	113,7				184,6
Deuda financiera neta	779,0				700,4

INDICADORES FINANCIEROS

		INDICADORES FINANCIEROS			
			Dec-19	Mar-20	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	1,36	1,63	20%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	1,03	1,20	17%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	127,3	167,7	32%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,65	0,66	2%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	14,14	8,52	-40%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	1,72	1,65	-4%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,28	1,30	2%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,4%	4,5%	-18%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,2%	2,7%	-16%

*últimos 12 meses

Al 31 de marzo de 2020, la Liquidez Corriente y la Razón Ácida fueron de 1,63x y 1,20x, respectivamente, niveles superiores a los registrados al cierre de 2019. Esto fue el resultado de la disminución del pasivo circulante; específicamente, una disminución en el nivel de deuda de la compañía producto del prepago de la deuda de corto plazo por US\$80 millones. En consecuencia, aumentó el capital de trabajo medido como el total de activos corrientes menos el total de pasivos corrientes. La liquidez de la compañía continúa siendo fuerte por el nivel de caja disponible, su capacidad de generación de flujos de caja, y la ausencia de vencimientos de deuda en los próximos cinco años.

La Razón de Endeudamiento a marzo de 2020 fue levemente superior a la de diciembre de 2019 por el aumento en la deuda de largo plazo.

La Cobertura de Gastos Financieros al para los 12 meses terminados el 31 de marzo de 2020 fue de 8,52x, que si bien evidencia un fuerte nivel de cobertura, es menor que el indicador observado en diciembre de 2019 debido

al aumento en los gastos financieros por los gastos y primas de prepago incurridos en los procesos de rescate anticipado de los bonos que tenían vencimiento en enero de 2021 y la emisión de un nuevo bono 144-A.

La Deuda financiera bruta sobre EBITDA cayó a 1,65x producto principalmente del mayor EBITDA de la compañía. Respecto al índice de Deuda financiera neta sobre EBITDA, éste aumentó levemente, llegando a 1,30 veces, producto del menor nivel de caja.

La Rentabilidad Patrimonial y la Rentabilidad del Activo del trimestre fueron de 4,5% y 2,7%, respectivamente, disminuyendo respecto del cierre de diciembre de 2019. La rentabilidad sobre el patrimonio atribuible a los controladores de la empresa disminuyó debido al aumento del patrimonio explicado la absorción del interés minoritario en Inversiones Hornitos. La rentabilidad del activo se vio disminuida por la menor utilidad neta del primer trimestre de 2020 en comparación con la del primer trimestre de 2019 principalmente debido a los mayores gastos financieros asociados a la prima de prepago del bono 144-A que fue refinanciado durante el primer trimestre.

CONFERENCIA TELEFÓNICA 3M20

ENGIE Energía Chile realizará una conferencia telefónica de revisión de resultados obtenidos al 31 de marzo 2020, el día **jueves 30 de abril de 2020** a las 12:00 PM (hora local de Chile) - 12:00 PM (USA-NY)

Dirigida por:

Eduardo Milligan, CFO Engie Energía Chile S.A.

Para participar, marcar:

+56 44 208 1274 dial- in local

+1(412) 317-6378 internacional

+1(844) 686-3841 toll free US

<https://hd.choruscall.com/?calltype=2&info=company&r=true>

Pedir incorporarse al call de **ENGIE Energía Chile** (sin passcode). Conectarse 10 minutos antes de la hora agendada.

Para acceder a la repetición, marcar +1 (877) 344-7529 / +1 (412) 317-0088 Passcode I.D: 10142141. La repetición estará disponible hasta el día 7 de mayo de 2020.