



2° TRIMESTRE 2019



**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

Al 30 de junio de 2019

2T19
INFORME
TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	4
Generación y Ventas Físicas Chile	4
Generación y Ventas Físicas Perú	6
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	7
Análisis Resultado Operacional Generación Chile	8
Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile	9
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	11
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	14
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	16
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	17
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	17
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	18
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	18
Gestión de Riesgo	21

Conference Call
 Resultados 2T19

Fecha: Viernes 2 de agosto 2019

Hora: 12:00 PM Eastern Time
 12:00 PM Chile Time

US Toll Free: +1 844 369 8770
 International Dial: +1 862 298 0840

Event Link:
<https://www.investornetwork.com/event/presentation/51159>

Contacto Relación con Inversionistas:

Miguel Alarcón V.
malarcon@colbun.cl
 + (56) 2 24604394

Soledad Errázuriz V.
serrazuriz@colbun.cl
 + (56) 2 24604450

Isidora Zaldívar S.
izaldivar@colbun.cl
 + (56) 2 24604308

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

Principales Cifras a Nivel Consolidado:

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 2T19 ascendieron a **US\$390,5 millones**, en línea respecto a los ingresos percibidos el 2T18. Las menores ventas a clientes regulados en Chile fueron compensadas por (1) un mayor precio promedio de venta a clientes libres en Chile como consecuencia del mecanismo de indexación de estos contratos, (2) por mayores ventas físicas a clientes libres en Chile y en el mercado spot tanto en Chile como en Perú, y (3) por un aumento en Otros Ingresos.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Jun19 ascendieron a US\$773,6 millones, disminuyendo un 1% respecto al 2T18, principalmente producto de menores ventas físicas a clientes regulados en Chile, parcialmente compensadas por (1) mayores ventas físicas en el mercado spot y a clientes libres en Chile, y (2) un aumento en el precio promedio de venta de clientes libres en Chile y en el mercado spot.

El **EBITDA** consolidado del segundo trimestre del año 2019 (2T19) alcanzó **US\$173,8 millones**, aumentando un 13% con respecto al EBITDA de US\$154,0 millones del segundo trimestre del año 2018 (2T18) debido principalmente a la disminución de costos producto del (1) reconocimiento en este trimestre del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero (US\$8 millones correspondientes a los primeros seis meses del 2019); sin considerar dicho efecto, el EBITDA al 2T19 hubiese ascendido a US\$165,8 millones y (2) un mayor precio promedio de venta a clientes libres en Chile explicado previamente.

En términos acumulados, el **EBITDA** a junio 2019 (Jun19) alcanzó **US\$335,4 millones** aumentando un 6% respecto al EBITDA acumulado a junio 2018 (Jun18), debido principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas a clientes regulados en Chile.

El **resultado no operacional** el 2T19 presentó una pérdida de **US\$27,4 millones**, un 12% menor que la pérdida de US\$31,0 millones en 2T18. La menor pérdida se explica principalmente por un efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. En el 2T18, en cambio, dicho efecto fue negativo. Este efecto fue parcialmente compensado por los mayores egresos financieros producto del reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero.

En términos acumulados, el **resultado no operacional** a Jun19 presentó una pérdida de **US\$42,6 millones**, un 11% menor a la pérdida registrada a Jun18, debido principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **gasto por impuestos** del 2T19 ascendió a **US\$19,0 millones**, en línea con el gasto observado en 2T18, pese a la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre, principalmente por la utilidad por impuesto registrada en el 2T19 en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano durante el periodo. Esto debido a que la contabilidad tributaria es llevada en soles peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

En términos acumulados, el **gasto por impuestos** a Jun19 alcanzó los **US\$39,1 millones**, disminuyendo un 9% respecto a Jun18, pese a la mayor ganancia antes de impuestos, principalmente las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

La Compañía presentó en el 2T19 una **ganancia** que alcanzó los **US\$61,4 millones**, un 37% mayor a la ganancia de US\$44,8 millones del 2T18. La mayor ganancia se explica principalmente por (1) un mayor EBITDA registrado en el trimestre, explicado anteriormente, y (2) el efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre.

En términos acumulados, la **ganancia** a Jun19 alcanzó **US\$127,8 millones**, aumentando un 17% respecto a la ganancia acumulada a Jun18, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Al cierre del 2T19 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$667,3 millones** y una **deuda neta** de **US\$1.057,2 millones**.

Hechos destacados del trimestre:

■ ■ ■ Con fecha 7 de mayo de 2019 fueron pagados dividendos por un total de **US\$256,1 millones**. Este pago se compone de (1) un dividendo definitivo por US\$156,1 millones, que sumado a los US\$84,2 millones pagados en diciembre 2018, asciende al 100% de la utilidad líquida distributable del año 2018, y (2) un dividendo eventual, con cargo a las utilidades de los ejercicios anteriores, por US\$100 millones.

■ ■ ■ Respecto a la estrategia comercial, durante el **2019 la Compañía ha contratado aproximadamente 490 GWh/año de su generación con nuevos clientes libres**. Desde el año 2016, hemos firmado contratos por aproximadamente 3.700 GWh con clientes en este segmento.

■ ■ ■ Respecto a la estrategia de expansión, durante el 2T19, Colbún prosigue en la búsqueda de proyectos renovables a lo largo del país, con el objetivo de consolidar una cartera de proyectos robusta y diversificada, acorde con la meta de duplicar nuestra capacidad instalada actual, incorporando generación renovable equivalente por un total de 4.000 MW. En esta línea y respecto al proyecto Horizonte, se continúa avanzando en la etapa de factibilidad y concluyó el proceso de licitación de los Aerogeneradores. Por su parte, el proyecto solar Diego de Almagro Sur continúa en etapa de tramitación ambiental, mientras que respecto al proyecto San Pedro, a fines de abril la autoridad ambiental ha emitido el primer lcsara.

■ ■ ■ En cuanto al plan de eficiencias en la estructura de costos fijos implementado durante el año 2018, se puede destacar que Colbún ha seguido progresando en su ejecución, lo que se refleja en los costos fijos de los Estados Financieros a nivel Consolidado.

■ ■ ■ Al cierre del 2T19 en los Estados Financieros de la subsidiaria Fenix se han aplicado las normas contables NIIF15 y NIIF16, sumado a la activación del mantenimiento mayor de esta central. Para mayor detalle, revisar Anexo 1 en la página 30 de este documento.

2. GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

2.1. Generación y Ventas Físicas Chile

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T18, 2T19 y acumulado a Jun18 y Jun19.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
6.833	6.544	Total Ventas Físicas (GWh)	3.425	3.283	(4%)	(4%)
2.793	2.202	Clientes Regulados	1.377	1.114	(21%)	(19%)
2.997	3.090	Clientes Libres	1.531	1.598	3%	4%
1.042	1.252	Ventas en el Mercado Spot	517	572	20%	11%
1.627	1.585	Potencia (MW)	1.621	1.574	(3%)	(3%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
6.970	6.669	Total Generación (GWh)	3.515	3.334	(4%)	(5%)
2.843	2.566	Hidráulica	1.433	1.372	(10%)	(4%)
4.072	4.016	Térmica	2.052	1.903	(1%)	(7%)
2.610	2.562	Gas	1.341	1.199	(2%)	(11%)
43	64	Diésel	29	13	48%	(55%)
1.419	1.390	Carbón	682	691	(2%)	1%
56	87	ERFV	29	60	56%	105%
52	77	Eólica*	26	57	49%	117%
4	9	Solar	3	3	157%	(0%)
0	0	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-	-
1.042	1.252	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	517	572	20%	11%

(*): Corresponde a la energía comprada a las centrales Punta Palmeras, propiedad de Acciona, y San Pedro, propiedad de Alba S.A. ERFV: Energías renovables de fuentes variables

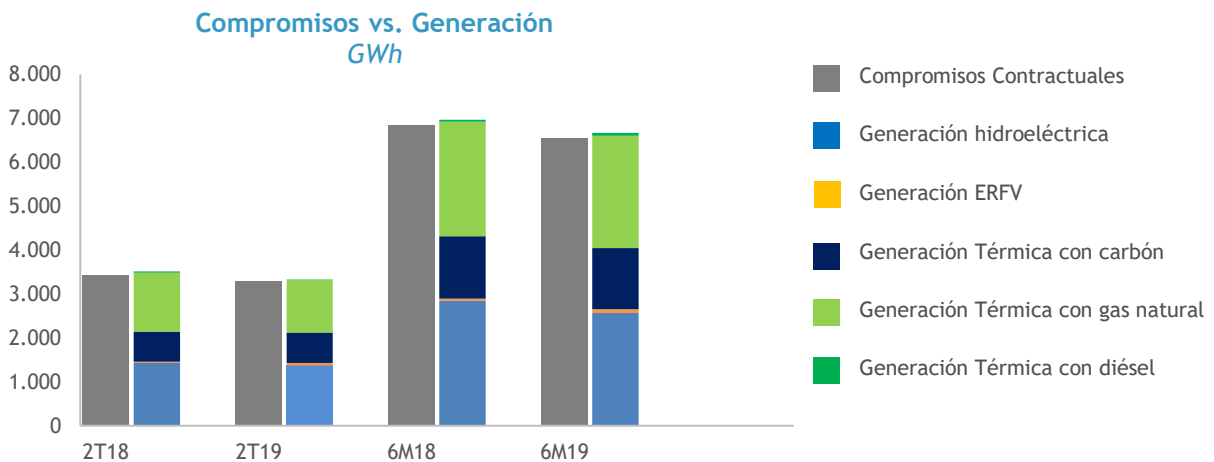
Las **ventas físicas** durante el 2T19 alcanzaron **3.283 GWh**, disminuyendo un 4% en comparación con el 2T18, debido a una menor venta a clientes regulados, parcialmente compensada por mayores ventas a clientes libres y en el mercado spot. Por su parte, la **generación** del trimestre disminuyó en un 5% respecto al 2T18, principalmente por una menor generación a gas (-142 GWh t/t) e hídrica (-61 GWh t/t), la generación ERFV aumentó (+31 GWh t/t) debido a la compra de energía al parque eólico San Pedro, contrato que comenzó a operar en mayo del 2019 y que se mantiene vigente hasta fines del presente año.

En términos acumulados, las ventas físicas a Jun19 alcanzaron 6.544 GWh, disminuyendo un 4% en comparación a Jun18, debido a las menores ventas a clientes regulados parcialmente compensadas por mayores ventas en el mercado spot y a clientes libres. Por su parte, la generación acumulada a Jun19 alcanzó 6.669 GWh, disminuyendo un 4% en comparación a Jun18, producto principalmente de una menor generación hidráulica (-277 GWh) y a gas (-48 GWh) parcialmente compensada por una mayor generación eólica (+25 GWh) y diésel (+21 GWh).

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 572 GWh, mayores en comparación con las ventas netas de 517 GWh registradas en el 2T18. Tanto en términos trimestrales como semestrales, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente** (hidroeléctrica, ERFV, carbón y gas natural).

Mix de Generación en Chile: El año hidrológico (Abr19-Mar20) ha presentado precipitaciones ligeramente inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN, siendo las cuencas de Aconcagua y el Maule las que presentan déficits más importantes en relación a un año medio: Aconcagua: -73%; y Maule: -24%; compensado en parte por superávit en las cuencas: Angostura 12%; Laja 11%; y Canutillar: 5%. La energía acumulada en los embalses al cierre del 2T19 excede la registrada en 2T18.

Durante 2T19 la generación del SEN se mantuvo en línea con respecto a igual periodo del año 2018 (19.158 GWh en 2T18 vs. 19.192 GWh en 2T19). Durante el trimestre, se registró una menor generación hidroeléctrica (4.498 GWh en 2T18 vs. 4.361 GWh en 2T19) debido a un menor despacho de centrales de embalse en el sistema. Asimismo, la generación a carbón disminuyó (7.967 GWh en el 2T18 a 7.597 GWh en 2T19). En contraste, la generación ERFV presentó un incremento respecto del 2T18 (2.694 GWh en 2T18 vs. 2.901 GWh en 2T19), asociado a un incremento en la capacidad instalada de estas tecnologías. La disminución de la generación hidroeléctrica y a carbón no fue del todo compensada con el incremento en generación ERFV, lo que explica el incremento en la generación térmica a gas natural (3.786 GWh en el 2T18 vs 4.216 GWh en el 2T19). Por otra parte, la generación diésel disminuyó levemente (212 GWh en 2T18 a 116 GWh en 2T19). El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel disminuyó respecto al 2T18, promediando US\$68,5/MWh en el 2T19, comparado con US\$81,0/MWh en el 2T18.



2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 2 a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T18, 2T19 y acumulado a Jun18 y Jun19.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
1.789	1.925	Total Ventas Físicas (GWh)	979	983	8%	0%
1.559	1.459	Clientes bajo Contrato	805	706	(6%)	(12%)
229	466	Ventas en el Mercado Spot	174	277	103%	59%
551	556	Potencia (MW)	550	557	1%	1%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
1.607	1.869	Total Generación (GWh)	1.002	937	16%	(6%)
1.607	1.869	Gas	1.002	937	16%	(6%)
210	101	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	68	(52%)	-
20	365	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	174	209	-	20%

Las ventas físicas durante el 2T19 alcanzaron 983 GWh, en línea respecto al 2T18. La disminución en las ventas a clientes bajo contrato fue compensada por mayores ventas en el mercado spot.

Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 937 GWh, disminuyendo un 6% respecto al 2T18 principalmente por la menor disponibilidad de la planta producto del mantenimiento mayor que se realizó durante el mes de abril de 2019. El año 2018, en cambio, dicha mantención rutinaria se realizó durante el primer trimestre del año.

El balance en el mercado spot registró ventas netas por 209 GWh, aumentando un 20% respecto a igual trimestre del año anterior.

En términos acumulados, las ventas físicas y la generación total de Fenix a Jun19 alcanzaron 1.925 GWh y 1.869 GWh, aumentando un 8% y 16% respectivamente en comparación a Jun18. Los aumentos se explican principalmente por la mayor disponibilidad de la central térmica respecto al 2018 debido a que el mantenimiento mayor programado de la planta durante el 2019 tuvo una menor duración. El balance en el mercado spot en términos acumulados, alcanzó 365 GWh a Jun19, aumentando respecto a Jun18, principalmente debido a la mayor generación acumulada.

Mix de Generación en Perú: La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), aumentó un 1% respecto al 2T18 producto de que la condición hidrológica más favorable del río Mantaro (principal complejo hidroeléctrico de Perú) La generación térmica por su parte aumentó un 3% respecto al 2T18. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al 2T19 fue de un 3,9% superando el crecimiento que se experimentó durante el 2018 en igual periodo.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T18, 2T19 y acumulado a Jun18 y Jun19.

Tabla 3: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
783,5	773,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	389,8	390,5	(1%)	0%
363,6	297,5	Venta a Clientes Regulados	176,6	149,5	(18%)	(15%)
300,2	329,5	Venta a Clientes Libres	150,5	165,5	10%	10%
76,1	100,6	Ventas de Energía y Potencia	42,6	47,9	32%	13%
30,3	30,1	Peajes	14,0	18,1	(1%)	29%
13,3	15,9	Otros Ingresos	6,1	9,4	19%	55%
(409,6)	(389,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(208,0)	(191,4)	(5%)	(8%)
(68,8)	(67,3)	Peajes	(31,8)	(34,3)	(2%)	8%
(22,3)	(15,9)	Compras de Energía y Potencia	(8,3)	(13,2)	(28%)	60%
(216,2)	(202,7)	Consumo de Gas	(115,4)	(95,4)	(6%)	(17%)
(7,8)	(11,3)	Consumo de Petróleo	(4,8)	(2,1)	44%	(56%)
(44,5)	(51,3)	Consumo de Carbón	(22,4)	(25,3)	15%	13%
(50,1)	(40,6)	Otros	(25,4)	(21,0)	(19%)	(17%)
373,9	384,5	MARGEN BRUTO	181,9	199,1	3%	9%
(40,8)	(36,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(20,0)	(18,7)	(10%)	(6%)
(15,5)	(12,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(7,9)	(6,6)	(21%)	(16%)
(117,4)	(126,0)	Gastos por Depreciación y Amortización	(58,8)	(66,0)	7%	12%
200,1	209,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	95,2	107,8	5%	13%
317,6	335,4	EBITDA	154,0	173,8	6%	13%
9,4	11,3	Ingresos Financieros	4,5	4,9	21%	9%
(42,2)	(45,6)	Gastos Financieros	(21,1)	(24,9)	8%	18%
(8,0)	2,1	Diferencias de Cambio	(6,9)	0,9	-	-
6,7	4,9	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,1	2,6	(27%)	22%
(13,9)	(15,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(9,7)	(10,8)	10%	11%
(47,9)	(42,6)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(31,0)	(27,4)	(11%)	(12%)
152,2	166,9	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	64,2	80,4	10%	25%
(43,0)	(39,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(19,4)	(19,0)	(9%)	(2%)
109,2	127,8	GANANCIA (PÉRDIDA)	44,8	61,4	17%	37%
111,7	125,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	46,5	61,3	13%	32%
(2,5)	2,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(1,7)	0,1	-	-

A junio 2019 se realizó una reclasificación de los ingresos y costos de peajes a nivel de la filial Fenix en Perú, presentándose el efecto neto de dichas partidas. Con anterioridad a esa fecha, ingresos y costos se presentaban de forma separada en el Estado de Resultados. Para fines comparativos se realizó la misma clasificación en las cifras 2018 que se presentan en este Análisis Razonado.

(*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la CMF, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	jun-18	dic-18	jun-19
Chile (CLP / US\$)	651,21	694,77	679,15
Chile UF (CLP/UF)	27.158,77	27.565,79	27.903,30
Perú (PEN / US\$)	3,27	3,38	3,29

3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T18, 2T19 y acumulado a Jun18 y Jun19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Generación Chile (US\$ millones)

jun-18	jun-19		Cifras Trimestrales		Var %	Var %
			2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
668,5	656,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	331,4	328,0	(2%)	(1%)
307,1	242,1	Venta a Clientes Regulados	149,1	121,7	(21%)	(18%)
283,0	313,5	Venta a Clientes Libres	141,2	157,8	11%	12%
71,2	90,9	Ventas de Energía y Potencia	39,2	43,2	28%	10%
0,0	0,0	Peajes	-	-	-	-
7,2	10,2	Otros Ingresos	1,9	5,3	42%	182%
(359,3)	(349,7)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(183,6)	(172,0)	(3%)	(6%)
(80,4)	(74,1)	Peajes	(36,5)	(32,4)	(8%)	(11%)
(15,9)	(15,3)	Compras de Energía y Potencia	(8,3)	(12,8)	(4%)	55%
(173,6)	(166,9)	Consumo de Gas	(91,8)	(83,0)	(4%)	(10%)
(7,8)	(11,3)	Consumo de Petróleo	(4,8)	(2,1)	44%	(56%)
(44,5)	(51,3)	Consumo de Carbón	(22,4)	(25,3)	15%	13%
(37,0)	(30,8)	Otros	(19,9)	(16,4)	(17%)	(18%)
309,2	307,1	MARGEN BRUTO	147,9	156,0	(1%)	6%
(37,9)	(33,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(18,5)	(17,1)	(11%)	(8%)
(9,1)	(10,7)	Otros Gastos, por Naturaleza	(4,6)	(5,8)	18%	26%
(94,1)	(96,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(48,9)	(48,7)	2%	(1%)
168,1	166,1	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	75,9	84,5	(1%)	11%
262,3	262,6	EBITDA	124,8	133,2	0%	7%

En octubre de 2018 se realizó una reorganización de los activos de transmisión de la Compañía, concentrándose en Colbún Transmisión S.A. la totalidad de los activos nacionales, zonales y dedicados. Con anterioridad, Colbún Transmisión S.A. solo registraba los activos de transmisión nacionales. Por lo tanto, las cifras que se presentan para los negocios de Generación y Transmisión en Chile al 2T18 y acumulado a Jun18 en este Análisis Razonado son proforma.

(*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la CMF, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 2T19 ascendieron a **US\$328,0 millones**, en línea respecto a los ingresos percibidos el 2T18. Las menores ventas a clientes regulados fueron compensadas por (1) un mayor precio promedio de venta a clientes libres como consecuencia del mecanismo de indexación de estos contratos, (2) por mayores ventas físicas a clientes libres y en el mercado spot, y (3) por un aumento en Otros Ingresos.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Jun19 ascendieron a US\$656,8 millones, disminuyendo un 2% respecto al 2T18, principalmente producto de menores ventas físicas a clientes regulados, parcialmente compensadas por (1) mayores ventas físicas en el mercado spot y a clientes libres, y (2) un aumento en el precio promedio de venta de clientes libres y en el mercado spot. Las menores ventas a clientes regulados reflejan la migración del consumo desde clientes regulados a clientes libres como consecuencia del diferencial de precios entre ambos segmentos.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** totalizaron **US\$172,0 millones**, disminuyendo un 6% respecto al 2T18, principalmente debido a un menor desembolso por consumo de gas durante el trimestre asociado a una menor generación con dicho combustible. Este efecto fue parcialmente compensado por el aumento en las compras de energía y potencia al mercado spot durante el trimestre.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Jun19 ascendieron a US\$349,7 millones, disminuyendo un 3% respecto al Jun18, principalmente explicado por el menor costo por consumo de gas debido principalmente a (1) una disminución en el precio de compra de dicho combustible y (2) una menor generación con gas; parcialmente compensado por un aumento en costo por consumo de carbón, debido al aumento en el precio de compra de dicho combustible.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 2T19 alcanzó **US\$133,2 millones**, aumentando un 7% respecto al EBITDA de US\$124,8 millones al 2T18, debido principalmente a la disminución en los costos de materias primas y combustibles utilizados explicada anteriormente.

En términos acumulados, el **EBITDA** a Jun19 alcanzó **US\$262,6 millones**, en línea respecto al EBITDA acumulado a Jun18.

3.2. Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile (Colbun Transmisión S.A.)

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T18, 2T19 y acumulado a Jun18 y Jun19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Transmisión Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
38,5	43,1	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	19,4	21,1	12%	9%
38,4	43,0	Peajes	19,3	21,1	12%	9%
0,1	0,1	Otros Ingresos	0,0	0,0	42%	(42%)
(5,3)	(4,9)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(2,4)	(2,5)	(8%)	4%
(0,6)	(1,5)	Peajes	(0,9)	(1,2)	144%	-
(4,7)	(3,4)	Otros	(1,6)	(1,4)	(28%)	(12%)
33,1	38,2	MARGEN BRUTO	16,9	18,6	15%	10%
(0,1)	(0,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,1)	(0,2)	124%	88%
(6,9)	(7,2)	Gastos por Depreciación y Amortización	(3,5)	(3,6)	5%	4%
26,1	30,7	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	13,4	14,8	17%	10%
33,0	37,9	EBITDA	16,8	18,4	15%	9%

En octubre de 2018 se realizó una reorganización de los activos de transmisión de la Compañía, concentrándose en Colbún Transmisión S.A. la totalidad de los activos nacionales, zonales y dedicados. Con anterioridad, Colbún Transmisión S.A. solo registraba los activos de transmisión nacionales. Por lo tanto, las cifras que se presentan para los negocios de Generación y Transmisión en Chile al 2T18 y acumulado a Jun18 en este Análisis Razonado son proforma.

(*): El subtotal de “RESULTADO DE OPERACIÓN” aquí presentado excluye la línea “Otras ganancias (pérdidas)” presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la CMF, con lo cual el concepto de “Otras ganancias (pérdidas)”, que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias** de Colbún Transmisión provienen principalmente de dos fuentes: (1) **Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT)**, el cual corresponde al retorno sobre la inversión (AVI) sumado a los costos de operación y mantenimiento (COMA); y (2) **ingresos tarifarios (IT)**. Por otro lado, el principal componente de los costos de Colbún Transmisión son los IT. De este modo, el margen que recibe la Compañía corresponde al VATT. Adicionalmente, en caso de ser percibidas, se incorporan reliquidaciones en ingresos y costos.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T19 ascendieron a US\$21,1 millones**, de los cuales un 33% corresponden a ingresos de activos nacionales, 12% a zonales y 55% corresponde al segmento dedicado. Los mayores ingresos respecto al 2T18 se explican principalmente por mayores ingresos de transmisión zonal debidos a la publicación del decreto 6T en octubre 2018, el cuál modificó la tarificación de dichos activos.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias alcanzaron US\$43,1 millones, de los cuales un 31% corresponden a ingresos de activos nacionales, 14% a zonales y 54% corresponde al segmento dedicado. Los ingresos aumentaron un 12% respecto a Jun18, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 2T19 aumentó un 9% respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando US\$18,4 millones. El mayor EBITDA se explica principalmente por el aumento en los ingresos de actividades ordinarias. **En términos acumulados**, el EBITDA a Jun19 ascendió a US\$37,9 millones, aumentando un 15% respecto al Jun18, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 2T18, 2T19 y acumulado a Jun18 y Jun19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
81,0	83,3	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	41,3	41,3	3%	(0%)
56,5	55,4	Ventas a clientes Regulados	27,5	27,8	(2%)	1%
17,2	16,0	Venta a Clientes Libres	9,3	7,7	(7%)	(18%)
4,9	9,6	Ventas Otras Generadoras	3,4	4,8	97%	41%
2,5	2,2	Otros Ingresos	1,1	1,0	(10%)	(3%)
(54,7)	(44,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(26,8)	(16,8)	(19%)	(37%)
2,2	(1,2)	Peajes	0,0	(0,7)	-	-
(6,4)	(0,6)	Compras de Energía y Potencia	(0,0)	(0,4)	(90%)	-
(42,6)	(35,8)	Consumo de Gas	(23,6)	(12,4)	(16%)	(47%)
0,0	0,0	Consumo de Diésel	0,0	0,0	-	-
(7,9)	(6,4)	Otros	(3,2)	(3,3)	(19%)	2%
26,4	39,2	MARGEN BRUTO	14,5	24,5	49%	69%
(3,0)	(3,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,5)	(1,6)	4%	6%
(1,2)	(1,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,6)	(0,6)	(0%)	1%
(16,4)	(22,3)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,2)	(13,7)	36%	66%
5,8	12,7	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	4,1	8,5	117%	109%
22,2	34,9	EBITDA	12,3	22,2	57%	80%

A junio 2019 se realizó una reclasificación de los ingresos y costos de peajes a nivel de la filial Fenix en Perú, presentándose el efecto neto de dichas partidas. Con anterioridad a esa fecha, ingresos y costos se presentaban de forma separada en el Estado de Resultados. Para fines comparativos se realizó la misma clasificación en las cifras 2018 que se presentan en este Análisis Razonado.

(*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la CMF, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T19 ascendieron a US\$41,3 millones**, en línea respecto a los ingresos percibidos el 2T18.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Jun19 ascendieron a **US\$83,3 millones**, aumentando 3% respecto a Jun18 principalmente por mayores ventas a otras generadoras, parcialmente compensadas por menores ventas bajo contrato.

■ ■ ■ Los **costos de materias primas y consumibles utilizados alcanzaron US\$16,8 millones**, disminuyendo un 37% respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución se explica principalmente por: (1) reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda, el cual a partir de enero 2019 se contabiliza como arrendamiento financiero, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16 y (2) el mantenimiento mayor realizado durante el mes de abril de 2019. El año 2018, en cambio, dicha mantención se realizó durante el primer trimestre del año.

■ ■ ■ En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron US\$44,1 millones a Jun19, disminuyendo un 19% en comparación a Jun18, explicado principalmente por: (1) un menor consumo de gas durante el trimestre debido a (i) el reconocimiento del contrato de suministro de gas con Calidda como arrendamiento financiero a partir de enero 2019 y (ii) la activación de los gastos de transporte y distribución de gas por US\$3,9 millones durante el mantenimiento mayor del año 2019; y (2) las menores Compras de Energía y Potencia en el mercado spot a Jun19, debido a que el costo marginal de compra de energía durante el mantenimiento del 2018 fue de 29 US\$/MWh, superior al costo de 9 US\$/MWh durante el mantenimiento de 2019, como consecuencia de la falla ocurrida en el ducto de gas de TGP en febrero 2018.

■ ■ ■ El EBITDA de Fenix totalizó US\$22,2 millones al 2T19, un 80% mayor que el EBITDA de US\$12,3 millones registrado en el 2T18, principalmente por los menores costos en materias primas y combustibles utilizados dadas las razones mencionadas anteriormente. Sin considerar el efecto del reconocimiento del contrato de distribución de gas de Calidda como arrendamiento financiero, el EBITDA al 2T19 hubiese ascendido a US\$13,1 millones.

En términos acumulados, el EBITDA de Fenix a Jun19 alcanzó US\$34,9 millones vs. el EBITDA de US\$22,2 millones a Jun18. El aumento se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y por las menores compras de energía y potencia en el mercado spot anteriormente explicadas.

3.4. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados (Chile y Perú)

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 2T18, 2T19 y acumulado a Jun18 y Jun19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 8: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
9,4	11,3	Ingresos Financieros	4,5	4,9	21%	9%
(42,2)	(45,6)	Gastos Financieros	(21,1)	(24,9)	8%	18%
(8,0)	2,1	Diferencias de Cambio	(6,9)	0,9	-	-
6,7	4,9	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,1	2,6	(27%)	22%
(13,9)	(15,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(9,7)	(10,8)	10%	11%
(47,9)	(42,6)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(31,0)	(27,4)	(11%)	(12%)
152,2	166,9	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	64,2	80,4	10%	25%
(43,0)	(39,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(19,4)	(19,0)	(9%)	(2%)
109,2	127,8	GANANCIA (PÉRDIDA)	44,8	61,4	17%	37%
111,7	125,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	46,5	61,3	13%	32%
(2,5)	2,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(1,7)	0,1	-	-

■ ■ ■ El resultado no operacional el 2T19 presentó una pérdida de US\$27,4 millones, un 12% menor que la pérdida de US\$31,0 millones en 2T18. La menor pérdida se explica principalmente por un efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. En el 2T18, en cambio, dicho efecto fue negativo. Este efecto fue parcialmente compensado por los mayores egresos financieros producto del reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero explicado anteriormente.

En **términos acumulados**, el **resultado no operacional** a Jun19 presentó una pérdida de **US\$42,6 millones**, un 11% menor a la pérdida registrada a Jun18, debido principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El **gasto por impuestos** del 2T19 ascendió a **US\$19,0 millones**, en línea con el gasto observado en 2T18, pese a la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre, principalmente por la utilidad por impuesto diferido registrada en el 2T19 en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano durante el periodo.

Esto refleja que la contabilidad tributaria es llevada en soles peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

En **términos acumulados**, el **gasto por impuestos** a Jun19 alcanzó los **US\$39,1 millones**, disminuyendo un 9% respecto a Jun18, pese a la mayor ganancia antes de impuestos, principalmente las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 2T19 una **ganancia** que alcanzó los **US\$61,4 millones**, un 37% mayor a la ganancia de US\$44,8 millones del 2T18. La mayor ganancia se explica principalmente por (1) el menor costo de materias primas y consumibles utilizados mayormente debido al menor consumo de gas en Chile y (2) el efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre

En **términos acumulados**, la **ganancia** a Jun19 alcanzó **US\$127,8 millones**, aumentando un 17% respecto a la ganancia acumulada a Jun18, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, parcialmente compensadas por los menores ingresos percibidos a Jun19.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2018 y al 30 de junio de 2019. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

Tabla 9: Principales Partidas del Balance Consolidado, Chile y Perú (US\$ millones)

	dic-18	jun-19	Var	Var %
Activos corrientes	1.151,3	1.029,9	(121,4)	(11%)
Activos no corrientes	5.627,1	5.718,2	91,1	2%
TOTAL ACTIVOS	6.778,3	6.748,1	(30,3)	(0%)
Pasivos corrientes	345,4	270,5	(74,9)	(22%)
Pasivos no corrientes	2.576,0	2.712,1	136,0	5%
Patrimonio neto	3.856,9	3.765,6	(91,4)	(2%)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.778,3	6.748,1	(30,3)	(0%)

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.029,9 millones a Jun19, disminuyendo un 11% respecto al cierre de Dic18, principalmente debido a la disminución en el efectivo y equivalentes al efectivo registrado durante el periodo, debido al pago de dividendos en mayo de 2019 por un total de US\$256,1 millones, parcialmente compensado por la generación de caja del periodo.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.718,2 millones a Jun19, aumentando un 2% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic18, principalmente debido al registro de un Activo en Leasing de US\$127 millones en la filial Fenix, producto del reconocimiento del contrato de suministro de gas con Calidda como arrendamiento financiero a partir de enero 2019.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$270,5 millones a Jun19, disminuyendo un 22% con respecto al cierre de Dic18, principalmente debido al reverso de provisiones: (1) del dividendo mínimo registrada en Dic18, el cual fue pagado en mayo 2019; y (2) del impuesto a las emisiones, el cual fue pagado en abril 2019.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.712,1 millones al cierre de Jun19, aumentando un 5% respecto al saldo registrado a Dic18, principalmente debido al registro de un Pasivo por Derecho de Uso de US\$127 millones en la filial Fenix, producto del reconocimiento del contrato de suministro de gas con Calidda como arrendamiento financiero anteriormente explicado.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.765,6 millones, disminuyendo un 2% respecto al cierre de Dic18, debido al pago de dividendos en mayo 2019 por un monto total de US\$256,1 millones, parcialmente compensado por el resultado acumulado del periodo.

Tabla 10: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-18	jun-19	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.603,3	1.724,5	121,2	8%
Inversiones Financieras**	788,1	667,3	(120,8)	(15%)
Deuda Neta	815,2	1.057,2	242,0	30%
EBITDA LTM	684,1	702,0	17,8	3%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,5	0,3	26%

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$329 millones, (2) un leasing financiero por US\$14,4 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmantaro, y (3) un leasing financiero por US\$127,4 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

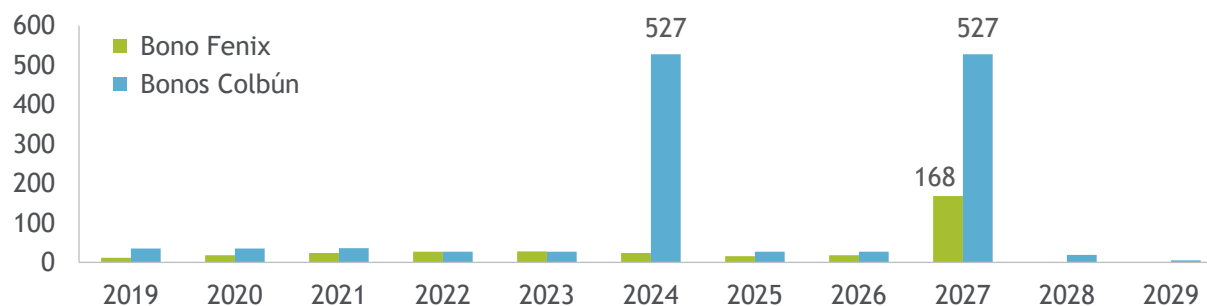
(**) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	6,3 años
Tasa promedio (en USD)	4,5% (100% tasa fija)
Moneda*	94% USD / 6% UF

(*) Incluye los derivados financieros asociados

Perfil de Amortización de Deuda de Largo Plazo (US\$ millones)



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado. Los indicadores financieros de Balance son calculados a la fecha que se indica y los del Estado de Resultados consideran el resultado acumulado de los últimos doce meses a la fecha indicada.

Tabla 12: Indicadores Financieros

Indicador	dic-18	jun-19	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,33	3,81	14%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,21	3,64	14%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,76	0,79	5%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,82%	9,07%	(23%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,18%	90,93%	3%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,92	4,93	0%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,90%	6,52%	10%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,51%	3,77%	8%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,19%	8,35%	2%

Los indicadores de flujo corresponden a valores de los últimos 12 meses.

- Patrimonio promedio: Patrimonio trimestre actual más el patrimonio un año atrás dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo trimestre actual más el total de activo un año atrás dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, Plantas y Equipos trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás dividido por dos.

■ ■ ■ La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de **3,81x** y **3,64x** a Jun19, ambos aumentando con respecto a Dic18 un 14%, principalmente debido a la disminución en los pasivos corrientes producto del reverso de provisiones: (1) del dividendo mínimo registrada en Dic18, el cual fue pagado en mayo 2019; y (2) del impuesto a las emisiones, el cual fue pagado en abril 2019.

■ ■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,79x** a Jun19, aumentando un 5% respecto al valor de 0,76x a Dic18, principalmente producto de: (1) el registro de un Pasivo por Derecho de Uso de US\$127 millones en la filial Fenix, producto del reconocimiento del contrato de suministro de gas con Calidda como arrendamiento financiero anteriormente explicado; y (2) la disminución en el patrimonio debido al pago de dividendos en mayo 2019 por un monto total de US\$256,1 millones.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Jun19 fue de **9,07%**, disminuyendo un 23% respecto al valor de 11,82% a Dic18, principalmente debido al registro de un Pasivo por Derecho de Uso de largo plazo de US\$127 millones en la filial Fenix, anteriormente explicado.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Jun 19 fue de **90,93%**, aumentando un 3% respecto al valor de 88,18% a Dic18, principalmente debido al registro de un Pasivo por Derecho de Uso de largo plazo de US\$127 millones en la filial Fenix, anteriormente explicado.

■ ■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Jun 19 fue de **4,93x**, en línea con el valor obtenido a Dic18.

■ ■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Jun 19 fue de **6,52%**, aumentando un 10% respecto del valor de 5,90% registrado a Dic18. La variación se explica por el mayor resultado antes de impuestos de los últimos 12 meses a Jun19, y por el menor patrimonio promedio registrado durante dicho período, principalmente debido al pago de dividendos en mayo 2019 por un monto total de US\$256,1 millones.

■ ■ ■ La **Rentabilidad del Activo** y el **Rendimiento de Activos Operacionales** a Jun 19 alcanzaron **3,77%** y **8,35%**, aumentando en relación a Dic18 un 8% y un 2% respectivamente. El aumento se explica principalmente por el aumento del resultado operacional impuestos de los últimos 12 meses a Jun19.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

El comportamiento del Flujo de Efectivo de la sociedad se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 13: Resumen del Flujo Efectivo de Chile y Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-18	jun-19		2T18	2T19	Ac/Ac	T/T
810,2	788,1	Efectivo Equivalente Inicial*	880,7	815,7	(3%)	(7%)
229,6	253,0	Flujo Efectivo de la Operación	98,8	174,7	10%	77%
(255,0)	(327,1)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(235,2)	(291,0)	28%	24%
(74,4)	(46,3)	Flujo Efectivo de Inversión**	(32,2)	(28,7)	(38%)	(11%)
(99,7)	(120,4)	Flujo Neto del Período	(168,6)	(145,0)	-	(14%)
(14,8)	(0,4)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(16,5)	(3,4)	-	(79%)
695,6	667,3	Efectivo Equivalente Final	695,6	667,3	(4%)	(4%)

(*) El "Efectivo Equivalente" aquí presentado, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

(**) El "Flujo Efectivo de Inversión" difiere del de los Estados Financieros, ya que no incorpora el monto asociado a depósitos a plazo con vencimiento superior a 90 días.

Durante el 2T19, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$145,0 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$168,6 millones del 2T18.

Actividades de la operación: Durante el 2T19 se generó un flujo neto positivo de US\$174,7 millones, aumentando un 77% respecto al flujo neto positivo de US\$98,8 millones del 2T18, principalmente debido a una mayor recaudación de cuentas por cobrar, desfase en el pago de pólizas de seguro y mayores dividendos de filiales percibidos durante el trimestre.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$253,0 millones a Jun19, un 10% mayor respecto al flujo neto positivo de US\$229,6 millones a Jun18, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$291,0 millones durante el 2T19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$235,2 millones al 2T18. El aumento en desembolsos del trimestre se asocia principalmente al mayor reparto de dividendos. Si bien en ambos períodos se repartió un 100% de la utilidad líquida distributable del año anterior, durante el 2T19 se repartió adicionalmente un dividendo eventual de US\$100,0 millones. Con ello, el reparto de dividendos realizado el 2T19 ascendió a US\$256,1 millones, mientras que el 2T18 se repartieron US\$212,8 millones.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$327,1 millones a Jun19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$255,0 millones a Jun18. El aumento en desembolsos se debe principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$28,7 millones durante el 2T19, que se compara con desembolsos de US\$32,2 millones al 2T18. El menor flujo neto negativo se explica principalmente por mayores inversiones realizadas durante el 2T18 para obras de ampliación y normalización de los activos de transmisión de la Compañía.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$46,3 millones a Jun19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$74,4 millones a Jun18. La disminución en desembolsos se explica principalmente por las inversiones realizadas el primer semestre de 2018 para la construcción de la central La Mina, Ovejería y la Subestación Puente Negro.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.893 MW conformada por 2.250 MW en unidades térmicas, 1.634 MW en unidades hidráulicas y 9 MW del parque solar fotovoltaico Ovejería. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde posee el 17% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 8% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de generación.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen a comprometer a través de contratos que le permitan maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural, por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación (propias o adquiridas a terceros) costos eficiente y eventualmente, en caso de existir déficit/superávit, se puede recurrir a comprar/vender energía en el mercado spot a costo marginal.

Respecto a la infraestructura de transmisión eléctrica, Colbún cuenta con 941 Km de líneas de transmisión divididas en 331 km de líneas pertenecientes al segmento Nacional, 103 km pertenecientes al segmento Zonal y 507 km pertenecientes al segmento Dedicado. Además, posee un total de 28 subestaciones. En 2018, la Compañía realizó una reorganización de activos, consolidando todos los activos de transmisión (nacionales, zonales y dedicados) en Colbún Transmisión S.A. Esta reorganización busca dar un mayor foco en gestión, reportabilidad y visibilidad a este negocio. Cabe destacar que Colbún Transmisión reporta de manera independiente a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) sus Estados Financieros y principales cifras de manera anual.

7.1 Perspectiva De Mediano Plazo Chile

El año hidrológico iniciado en el mes de abril, presenta al 30 de junio una probabilidad de excedencia del SEN de un 88%. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas. Cabe recordar, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con Metrogas hasta el 2019 y con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) con un contrato que incluye capacidad reservada de regasificación por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Estos contratos permiten contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año.

Desde finales de 2016 Colbún se ha adjudicado el suministro de mediano plazo con clientes libres por más de 3.700 GWh/año aproximadamente y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por el balance entre generación propia costo-eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales y de las condiciones hidrológicas que se presenten.

7.2 Perspectiva De Mediano Plazo en Perú

En el segundo trimestre de 2019, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 42%, siendo 47% el valor registrado en igual trimestre de 2018. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del segundo trimestre fue de 3,9%, recuperándose de los bajos niveles de crecimiento registrados a inicios del 2018. El comportamiento futuro de los costos marginales está supeditado principalmente al crecimiento de la demanda, a la hidrología y a los cambios regulatorios que tienen relación con la declaración de precios.

7.3 Plan De Crecimiento y Acciones De Largo Plazo

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y para diversificar sus fuentes de ingresos en términos geográficos, condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles y marcos regulatorios.

Colbún procura aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento tanto térmico eficiente como proveniente de otras fuentes renovables que permita contar con una matriz de generación segura, competitiva y sustentable.

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en distintas etapas de madurez, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos, fuentes variables y sus respectivas líneas de transmisión.

Proyectos de Generación en desarrollo

■ ■ ■ **Proyecto Eólico Horizonte (607 MW):** El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 70 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta. Cuenta con una potencia total de aproximadamente 607 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 2.000 GWh.

Este proyecto se inicia a partir de la adjudicación de una licitación convocada por el Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo, construcción y operación de un Parque Eólico mediante una concesión de uso oneroso por 30 años, en un sector de propiedad fiscal de cerca de 8 mil hectáreas.

Para su desarrollo se estiman cuatro años para las etapas de estudios y permisos más tres años para la construcción.

Durante el segundo trimestre de 2019 se continúa avanzando en la etapa de factibilidad, en particular en relación a la ingeniería se inicia una campaña de sondajes y calicatas y se avanza en la ingeniería de conexión. A su vez, se concluye el proceso de licitación de los Aerogeneradores y se trabaja en la firma de un acuerdo.

■ ■ ■ **Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (200 MW):** Ubicados en la comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama, a 27 kilómetros aproximados al sur de Diego de Almagro, consideran en su conjunto una potencia aproximada de 200 MW. Ambos proyectos se emplazan en un terreno total de 330 hectáreas, encontrándose a menos de dos kilómetros de la nueva subestación Illapa, lo que favorece su conexión al sistema eléctrico nacional.

Estos proyectos se originan a partir de su adquisición a la empresa desarrolladora Alen Walung, y actualmente sus Estudios de Impacto Ambiental están en proceso de evaluación en el SEIA.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Sol de Tarapacá (180 MW):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 180 MW.

Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 5 km al sur-poniente de la localidad de La Tirana, y a unos 16 km al sur de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 423 ha.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la S/E asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 8 km de sur a norte, conectándose a la subestación nueva Pozo Almonte ubicada 2,5 km al noreste del cruce de la carretera a La Tirana con la carretera Panamericana.

Este proyecto se origina a partir de su adquisición a la empresa estadounidense First Solar, el cual se encontraba con un avance que incluye algunos estudios de ingeniería, estudios ambientales y un contrato exclusivo con opción de compra del terreno.

■ ■ ■ **Otros Proyectos de Energía Renovable de Fuente Variable (~800 MW):** Al cierre del 2T19, Colbún continúa avanzando con un portafolio de opciones de proyectos eólicos y solares, que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos representan proyectos altamente competitivos, en donde se escogen zonas con el mejor recurso energético, con alta viabilidad socioambiental, cercanía a las líneas de transmisión y terrenos distribuidos a lo largo del país. Todo esto en miras a cumplir nuestra hoja de ruta, que apunta a construir cerca de 4.000 MW en energías renovables antes de que termine el año 2030.

■ ■ ■ **Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW):** El proyecto San Pedro se ubica a unos 25 kilómetros al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central de embalse ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas actualmente en el proyecto, éste tendrá una capacidad instalada aproximada de 170 MW para una generación anual de 953 GWh en condiciones hidrológicas normales. La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá prácticamente constante, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central no se verá alterado por su operación.

El proyecto línea de transmisión San Pedro-Ciruelos va a permitir evacuar la energía de la Central San Pedro al SEN mediante una línea de 220 kV y 47 kilómetros de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

En diciembre de 2018 se reingresó un Estudio de Impacto Ambiental para las adecuaciones del proyecto, el cual fue admitido para su tramitación. A fines de abril la autoridad ambiental ha emitido el primer lcsara.

■ ■ ■ **Proyecto Guaiquivilo Melado (316 MW):** El proyecto central hidroeléctrica Guaiquivilo Melado es un complejo hidroeléctrico con capacidad de regulación ubicado en las cuencas de los ríos Guaiquivilo y Melado, en la comuna de Colbún, Provincia de Linares. Cuenta una potencia total de 316 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.629 GWh. Para inyectar la energía al SEN se considera una LAT de 220 kV con una extensión total aproximada de 90 km desde la Central Guaiquivilo hasta su punto de conexión en la LAT Los Cóndores.

Respecto a este proyecto, Colbún ha decidido diferir su desarrollo mientras no estén dadas las condiciones de mercado para ejecutar la iniciativa, las que son permanentemente monitoreadas.

■ ■ ■ **Proyecto Los Cuartos (93 MW):** El proyecto hidroeléctrico Los Cuartos se ubica en el río Biobío, próximo a la localidad de San Carlos de Purén, a unos 5 km río arriba de la intersección con la Carretera Panamericana Sur. Esta central hidroeléctrica cuenta con derechos de agua que permiten alcanzar una potencia de 93 MW, con una generación media anual de aproximadamente 511 GWh. El proyecto también considera una línea de transmisión eléctrica de 10 km de longitud para conectar en la subestación Mulchén.

Respecto a este proyecto, Colbún ha decidido diferir su desarrollo mientras no estén dadas las condiciones de mercado para ejecutar la iniciativa, las que son permanentemente monitoreadas.

Proyectos de Transmisión en desarrollo

■ ■ ■ **Normalización S/E Candelaria:** Este proyecto consiste en una modificación del esquema de conexión de la subestación de doble barra a la configuración de interruptor y medio. Además, incorpora 6 nuevos paños en 220 KV con interruptores, desconectores, TTCC y otros equipos. El valor de inversión adjudicado es de US\$14,4 millones y a junio 2019 presenta un avance del 92%.

■ ■ ■ **Nuevo Banco de Condensadores Serie S/E Puente Negro:** Montaje de 2 bancos de condensadores en serie de capacidad de 224 MVAR en la parte sur de la subestación. El valor de inversión adjudicado es de US\$6,8 millones y a junio 2019 presenta un avance del 85%.

■ ■ ■ **Ampliación de la S/E Maipo:** Normalización de los paños de 220 kV existentes a una configuración de doble barra con barra de transferencia. La nueva instalación será con tecnología GIS, adicionalmente se renovarán los sistemas de control y protecciones. El valor de inversión adjudicado es de US\$15,3 millones y a junio 2019 presenta un avance del 99%.

■ ■ ■ **Normalización de la S/E Los Maquis:** Normalización de la S/E en 220 kV existente, modificando la actual configuración en tecnología GIS, el cambio considera al menos 6 paños. Se deben adecuar además los sistemas de control y protecciones. El valor de inversión adjudicado es de US\$8,0 millones y a junio 2019 presenta un avance del 87%.

■ ■ ■ **Ampliación de la S/E Mulchen:** Ampliación de la plataforma de la S/E para la construcción de 5 nuevos paños de conexión en 220 kV. El valor de inversión adjudicado es de US\$3,6 millones y a junio 2019 presenta un avance del 25%.

■ ■ ■ **S/E Pirque:** Regularizar la conexión de la S/E Pirque a través de un seccionamiento de la Línea Maipo - Puente Alto 1x 110 kV, con sus respectivos paños en reemplazo del Tap OFF actual. El valor de inversión adjudicado es de US\$1,8 millones y a junio 2019 presenta un avance del 31%.

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de Gestión de Riesgo está orientada a resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, identificando y gestionando las fuentes de incertidumbre que la afectan o puedan afectar.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbun como las áreas tomadoras de riesgo.

Los límites de riesgo tolerables, las métricas para la medición del riesgo y la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de gestión de riesgo es responsabilidad de la Gerencia General, así como de cada división y gerencia de la Compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Control de Gestión y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos y Sostenibilidad.

B. Factores de Riesgo

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos que se han clasificado en riesgos del negocio eléctrico y riesgos financieros.

B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

En condiciones hidrológicas secas, Colbun debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas de respaldo o bien recurrir al mercado spot. Esta situación podría encarecer los costos de Colbun, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objetivo mantener un equilibrio entre la generación competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente, y otras energías renovables costo eficientes y debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia y volatilidad) y los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetidas sequías, una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados. Con el objetivo de minimizar el uso del agua y asegurar la disponibilidad operacional durante periodos de escasez hídrica, Colbun construyó una Planta de Osmosis Inversa que permite reducir hasta en un 50% el agua utilizada en el proceso de enfriamiento de los ciclos combinados del Complejo Nehuenco. La planta entró en operación durante el tercer trimestre del 2017.

En Perú, Colbun cuenta con una central de ciclo combinado y una política comercial orientada a comprometer a través de contratos de mediano y largo plazo, dicha energía de base. La exposición a hidrologías secas es acotada ya que sólo impactaría en caso de eventuales fallas operacionales que obliguen a recurrir al mercado spot. Adicionalmente el mercado eléctrico peruano presenta una oferta térmica eficiente y disponibilidad de gas natural local suficiente para respaldarla.

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones *call* y opciones *put*, entre otras, para cubrir la porción remanente de esta exposición en caso de existir. En caso contrario, ante una hidrología abundante, la Compañía podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot cuyo precio estaría en parte determinado por el precio de los combustibles.

En Perú, el costo del gas natural tiene una menor dependencia de los precios internacionales, dada una importante oferta doméstica de este hidrocarburo, lo que permite acotar la exposición a este riesgo.

Al igual que en Chile, la proporción que queda expuesta a variaciones de precios internacionales es mitigada mediante fórmulas de indexación en contratos de venta de energía.

Por lo anteriormente expuesto, la exposición al riesgo de variaciones de precios de los combustibles se encuentra en parte mitigado.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

Respecto del suministro de combustibles líquidos, en Chile la Compañía mantiene acuerdos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

En cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con Metrogas hasta el 2019 y con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) con un contrato que incluye capacidad reservada de regasificación por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Estos contratos permiten contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año. Adicionalmente, se han firmado contratos específicos de suministro de gas con productores argentinos, lo que permite tener la opción de acceder a los excedentes de gas que se produzcan en el país vecino.

Por su parte, en Perú, Fenix cuenta con contratos de largo plazo con el consorcio ECL88 (Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol) y acuerdos de transporte de gas con TGP.

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María Unidad I, se realizan licitaciones periódicamente invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana y una política de gestión de inventario de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión de Colbún son fundamentales para el negocio. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos programados, preventivos y predictivos a sus equipos, acorde a las recomendaciones de sus proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de riesgos a través de seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico y perjuicio por paralización.

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado por factores tales como: retrasos en la obtención de permisos, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas imprevistas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

La exposición de la Compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos. Además, se incorporan niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción. Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo “Todo Riesgo de Construcción” que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha activación de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Como parte de esta complejidad, los plazos de tramitación ambiental se han hecho más inciertos, los que en ocasiones son además seguidos por extensos procesos de judicialización. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

Colbún tiene como política integrar con excelencia las dimensiones sociales y ambientales al desarrollo de sus proyectos. Por su parte, la Compañía ha desarrollado un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general, iniciando un proceso transparente de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de los proyectos y durante todo el ciclo de vida de los mismos.

B.1.6. Riesgos regulatorios

En Chile, se están tramitando diversos cambios regulatorios, los cuales, dependiendo de la forma en que se implementen, podrían representar oportunidades o riesgos para la Compañía.

Respecto a los proyectos de Ley que están en discusión en el Congreso, destacan: (i) la reforma al Código de Aguas, (ii) el proyecto de ley para modernizar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, (iii) el proyecto de ley que crea el Ministerio de Pueblos Indígenas, (iv) el proyecto de ley que crea el Consejo Nacional y los Consejos de Pueblos Indígenas, (v) la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas, (vi) el proyecto de eficiencia energética, y (vii) el proyecto de ley de fiscalización y sanciones.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía tiene contemplado discusiones relacionadas con la elaboración de tres proyectos de ley que impactarían directamente al sector eléctrico. La “Nueva Ley de Distribución”, la “Ley de Transmisión Mejorada” y la “Ley de Flexibilidad”.

- (i) La primera de ellas busca actualizar la regulación del sector distribución para abordar de mejor manera los avances tecnológicos y de mercado que se han dado y que se prevén para el futuro.

- (ii) Por su parte, la “Ley de Transmisión Mejorada” busca mejorar ciertos aspectos que se abordaron en la Ley de Transmisión de 2016, como lo son el Acceso Abierto y la Calificación de Instalaciones, entre otros.
- (iii) Respecto a la “Ley de Flexibilidad”, aún no hay avances en su discusión. Sin embargo, tiene el objetivo de abordar las consecuencias sistémicas y de mercado que surgirán a causa de la incorporación cada vez mayor de energías renovables de fuente variable. Se han desarrollado informes por consultoras que han evaluado el tema con mayor profundidad para poder seguir con la discusión.

En Perú, continúan pendiente las modificaciones a la declaración de gas que son necesarias para recuperar la eficiencia del mercado eléctrico. El Ministerio de Energía y Minas decidió crear una Comisión Multinivel en la que se debatirá una potencial reforma de todo el sector eléctrico y para ello establecieron un plazo de 24 meses.

Además, se está discutiendo proyectos normativos que en el corto plazo buscan implementar: (i) reconocimiento de Potencia Firme a centrales RER, (ii) Reglamento de Generación Distribuida, y (iii) Proyecto de Ley para la promoción de la electromovilidad.

B.1.7. Riesgo de variación de demanda/oferta y de precio de venta de la energía eléctrica

La proyección de demanda de consumo eléctrico futuro es una información muy relevante para la determinación del precio de mercado.

En Chile, un bajo crecimiento de la demanda, una baja en el precio de los combustibles y un aumento en el ingreso de proyectos de energías renovables variables solar y eólica determinaron durante los últimos años una baja en el precio de corto plazo de la energía (costo marginal).

Respecto de los valores de largo plazo, las licitaciones de suministro de clientes regulados concluidas en agosto de 2016 y octubre de 2017 se tradujeron en una baja importante en los precios presentados y adjudicados, reflejando la mayor dinámica competitiva que existe en este mercado y el impacto que está teniendo la irrupción de nuevas tecnologías -solar y eólica fundamentalmente- con una significativa reducción de costos producto de su masificación. Aunque se puede esperar que los factores que gatillan esta dinámica competitiva y tendencia en los precios se mantengan a futuro, es difícil determinar su alcance preciso en los valores de largo plazo de la energía.

Adicionalmente, y dada la diferencia de precios de la energía entre clientes libres y regulados, pudiese ocurrir que ciertos clientes regulados podrían acogerse a régimen de cliente libre. Lo anterior se puede producir dada la opción, contenida en la legislación eléctrica que permite que los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden ser categorizados como clientes regulados o libres. Colbún tiene uno de los parques de generación más eficientes del sistema chileno, por lo que tiene la capacidad de ofrecer condiciones competitivas.

En Perú, también se presenta un escenario de desbalance temporal entre oferta y demanda, generado principalmente por el aumento de oferta eficiente (centrales hidroeléctricas y a gas natural).

El crecimiento que se ha observado en el mercado chileno (y potencialmente en el peruano) de fuentes de generación renovables de fuentes variables como la generación solar y eólica, puede generar costos de integración y por lo tanto afectar las condiciones de operación del resto del sistema eléctrico, sobre todo en ausencia de un mercado de servicios complementarios que remunere adecuadamente los servicios necesarios para gestionar la variabilidad de las fuentes de generación indicadas.

B.2 Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también a las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contrapartes u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por fluctuaciones de monedas que provienen de dos fuentes. La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos).

La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

La exposición a flujos en monedas distintas al dólar se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de las ventas de la Compañía denominada directamente o con indexación al dólar. Del mismo modo, los principales costos corresponden a compras de petróleo diésel, gas natural y carbón, los que incorporan fórmulas de fijación de precios basados en precios internacionales denominados en dólares. Respecto de los desembolsos en proyectos de inversión, la Compañía incorpora indexadores en sus contratos con proveedores y en ocasiones recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas al dólar.

La exposición al descalce de cuentas de Balance se encuentra mitigada mediante la aplicación de una Política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales denominadas en monedas distintas al dólar. Para efectos de lo anterior, Colbún mantiene una proporción relevante de sus excedentes de caja en dólares y adicionalmente recurre al uso de derivados, siendo los más utilizados swaps de moneda y forwards.

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. Para mitigar este riesgo se utilizan swaps de tasa de interés fija.

Al 30 de junio de 2019, la deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

B.2.3 Riesgo de crédito

La Compañía se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. En el último tiempo, Colbún ha expandido su presencia en el segmento de clientes libres medianos y pequeños, por lo cual ha implementado nuevos procedimientos y controles relacionados con la evaluación de riesgo de este tipo de clientes y seguimiento de su cobranza. Trimestralmente se realizan cálculos de provisiones de incobrabilidad basados en el análisis de riesgo de cada cliente considerando el rating crediticio del cliente, el comportamiento de pago y la industria entre otros factores.

Con respecto a las colocaciones en Tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio y revisados periódicamente.

Al 30 de junio de 2019, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales.

Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “*money market*”.

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 10.b de los Estados Financieros.

B.2.4 Riesgo de liquidez

Este riesgo viene dado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, entre otros. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

Al 30 de junio de 2019, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$667 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 80 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados) y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días.

Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy: (i) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones y (ii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$110 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 30 de junio de 2019, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA- por Fitch Ratings y AA por Feller Rate, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's y BBB por S&P y por Fitch Ratings, todas con perspectivas estables.

Respecto a la clasificación de riesgo internacional de Fenix, el 23 de abril de 2019 Fitch Ratings realizó un upgrade a su clasificación, desde BB a BBB-. Luego, el 26 de abril de 2019 Moody's realizó un downgrade desde Baa3 a Ba1. Dado esto, al 30 de junio de 2019 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional Ba1 por Moody's y BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que el riesgo de liquidez de la Compañía actualmente es acotado. Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 21.c.2 de los Estados Financieros.

B.2.5 Medición del riesgo

La Compañía realiza periódicamente análisis y mediciones de su exposición a las distintas variables de riesgo, de acuerdo a lo presentado en párrafos anteriores. La gestión de riesgo es realizada por un Comité de Riesgos con el apoyo de la Gerencia de Riesgo Corporativo y en coordinación con las demás divisiones de la Compañía.

Con respecto a los riesgos del negocio, específicamente con aquellos relacionados a las variaciones en los precios de los commodities, Colbún ha implementado medidas mitigatorias consistentes en indexadores en contratos de venta de energía y coberturas con instrumentos derivados para cubrir una posible exposición remanente. Es por esta razón que no se presentan análisis de sensibilidad.

Para la mitigación de los riesgos de fallas en equipos o en la construcción de proyectos, la Compañía cuenta con seguros con cobertura para daño de sus bienes físicos, perjuicios por paralización y pérdida de beneficio por atraso en la puesta en servicio de un proyecto. Se considera que este riesgo está razonablemente acotado.

Con respecto a los riesgos financieros, para efectos de medir su exposición, Colbún elabora análisis de sensibilidad y valor en riesgo con el objetivo de monitorear las posibles pérdidas asumidas por la Compañía en caso de que la exposición exista.

El riesgo de tipo de cambio se considera acotado por cuanto los principales flujos de la Compañía (ingresos, costos y desembolsos de proyectos) se encuentran denominada directamente o con indexación al dólar.

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 30 de junio de 2019 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$4,3 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

No existe riesgo de variación de tasas de interés, ya que el 100% de la deuda financiera se encuentra contratada a tasa fija.

El riesgo de crédito se encuentra acotado por cuanto Colbún opera únicamente con contrapartes bancarias locales e internacionales de alto nivel crediticio y ha establecido políticas de exposición máxima por contraparte que limitan la concentración específica con estas instituciones. En el caso de los bancos, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a BBB y las entidades extranjeras tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión.

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 27%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local BBB+ o superior. Cabe destacar que en derivados ninguna contraparte concentra más del 21% en términos de nocional.

El riesgo de liquidez se considera bajo en virtud de la relevante posición de caja de la Compañía, la cuantía de obligaciones financieras en los próximos doce meses y el acceso a fuentes de financiamiento adicionales.

ANEXO

Nota contable a los Estados Financieros:

En relación a los Estados Financieros de la filial Fenix, para el segundo trimestre de 2019 cabe destacar lo siguiente:

1. **Reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero** a partir de enero 2019, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16. Los impactos del registro contable son los siguientes:
 - i. Reconocimiento de un activo en leasing por US\$127 millones y un pasivo por derecho de uso por el mismo monto.
 - ii. Un mayor EBITDA anual de US\$16 millones distribuido en forma lineal durante el año (US\$8 millones por semestre)
 - iii. Mayores gastos por depreciación y mayores gastos financieros por US\$18 millones para el año 2019 (US\$9 millones para el primer semestre 2019).

La menor utilidad generada por este reconocimiento durante los primeros años (la diferencia entre EBITDA y la suma de la depreciación y el gasto financiero) será compensada a futuro, teniendo un efecto neutral en la vida del contrato (14 años). Esta diferencia temporal se produce por la fórmula de depreciación lineal del activo y el gasto de interés asociado al pasivo (sobre capital insoluto).

2. **Ingresos y costos de peajes:** Con anterioridad, dichas partidas se presentaban de forma separada en el Estado de Resultados de la Compañía (reconociendo tanto Ingresos como Costos). A partir de 2019, debido a la adopción de la normativa contable NIIF15, luego de un mayor análisis de los contratos y de la industria eléctrica peruana, se presentará su efecto neto. Cabe señalar que esta reclasificación tiene un efecto neutral en el EBITDA. Para fines comparativos, se realizó la misma reclasificación en las cifras 2018 que se presentan en este Análisis Razonado.
3. **Activación de los gastos por transporte y distribución de gas** por US\$3,5 millones incurridos durante el primer mantenimiento mayor de la central.

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD



Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad.

Este documento podría contener declaraciones sobre perspectivas futuras de la Compañía y debe ser considerado como estimaciones sobre la base de buena fe por parte de Colbún S.A.

En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. publica en su sitio web (www.colbun.cl) y envía a la Comisión para el Mercado Financiero los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas. Dichos documentos se encuentran disponibles para su consulta y examen y deben ser leídos como complemento a este reporte.