



3° TRIMESTRE 2019



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 30 de septiembre de 2019

3T19

INFORME TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	5
Generación y Ventas Físicas Chile	5
Generación y Ventas Físicas Perú	7
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	8
Análisis Resultado Operacional Generación Chile	9
Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile	10
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	12
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	14
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	16
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	18
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	19
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	19
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	20
Gestión de Riesgo	21

Conference Call
Resultados 3T19

Fecha: Lunes 4 de noviembre 2019

Hora: 11:30 AM Eastern Time
12:30 PM Chile Time

US Toll Free: +1 844 369 8770
International Dial: +1 862 298 0840
Event Link:
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/31938>

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 tercer trimestre del año 2019 (3T19) ascendieron a **US\$361,7 millones**, en línea respecto a los ingresos percibidos el tercer trimestre del año 2018 (3T18). Las menores ventas físicas a clientes regulados y al mercado spot en Chile, fueron compensadas por mayores ingresos por venta a clientes libres tanto en Chile como en Perú.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a septiembre 2019 (Sep19) ascendieron a US\$1.135,3 millones, disminuyendo un 1% respecto a septiembre 2018 (Sep18), principalmente producto de menores ventas físicas a clientes regulados, parcialmente compensadas por (1) mayores ventas físicas a clientes libres y en el mercado spot, y (2) un aumento en el precio promedio de venta de clientes libres y en el mercado spot en Chile.

El **EBITDA** consolidado del 3T19 alcanzó **US\$178,7 millones**, aumentando un 14% con respecto al EBITDA de US\$156,3 millones del 3T18 debido principalmente a la disminución de costos producto de (1) un menor desembolso por consumo de gas durante el trimestre asociado principalmente a un menor precio en Chile y (2) menor consumo de carbón asociado a la menor generación con dicho combustible. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores compras de energía en el mercado spot en Chile durante el trimestre.

En términos acumulados, el **EBITDA** a Sep19 alcanzó **US\$514,1 millones** aumentando un 8% respecto al EBITDA acumulado a Sep18, debido principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y a una disminución en “Otros” principalmente asociado al plan de eficiencias implementado durante el año 2018 y a desfases en gastos fijos.

El **resultado no operacional** el 3T19 presentó una pérdida de **US\$33,5 millones**, un 66% mayor que la pérdida de US\$20,2 millones en 3T18. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) un efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre, (2) mayores gastos de estudio y desarrollo registrados en “Otras Ganancias (Pérdidas)”, y (3) mayores gastos financieros producto del reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16.

En términos acumulados, el **resultado no operacional** a Sep19 presentó una pérdida de **US\$76,1 millones**, un 12% mayor a la pérdida registrada a Sep18, debido principalmente (1) mayores gastos de estudio y desarrollo registrados en “Otras Ganancias (Pérdidas)”, y (2) mayores egresos financieros producto del reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero, antes mencionado. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local en términos acumulados.

El **gasto por impuestos** del 3T19 ascendió a **US\$26,6 millones**, aumentando un 17% respecto al gasto observado en 3T18, principalmente por (1) el gasto por impuestos registrado el 3T19 en Fenix, como resultado de la mayor depreciación del tipo de cambio PEN/USD durante el periodo. Esto debido a que la contabilidad tributaria es en soles peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú; y (2) la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre.

En términos acumulados, el **gasto por impuestos** a Sep19 alcanzó los **US\$65,7 millones**, en línea respecto a Sep18 a pesar de las mayores ganancias antes de impuestos registradas durante el periodo principalmente debido al gasto por impuestos registrado a Sep18 en Fenix, como resultado de la mayor depreciación del tipo de cambio PEN/USD durante el periodo.

La Compañía presentó en el 3T19 una **ganancia** que alcanzó los **US\$54,7 millones**, un 2% mayor a la ganancia de US\$53,9 millones del 3T18. La mayor ganancia se explica principalmente por un mayor EBITDA registrado en el trimestre, explicado anteriormente.

En términos acumulados, la **ganancia** a Sep19 alcanzó **US\$184,8 millones**, aumentando un 12% respecto a la ganancia acumulada a Sep18, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Al cierre del 3T19 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$780,2 millones** y una **deuda neta** de **US\$920,9 millones**.

Hechos destacados del trimestre:

■ ■ ■ Durante el 3T19, 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, la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto solar Diego de Almagro Sur fue aprobada durante el 3T19.

■ ■ ■ 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.

■ ■ ■ Durante el tercer trimestre, Colbún fue seleccionada para listar por cuarto año consecutivo en el DJSI Chile, y por tercer año en el DJSI Alianza Pacífico. Además, la Compañía encabezó el ranking del Informe Reporta, destacando como la compañía que mejor reporta información al mercado, y el Balneario Machicura fue premiado como mejor práctica sustentable en el concurso de “Buenas prácticas para un futuro eléctrico más sustentable”.

■ ■ ■ La central Santa María se encuentra indisponible desde el 28 de julio a la fecha, producto del mantenimiento mayor programado para el 2019 y el hallazgo de una falla en la turbina de vapor. Con la información disponible sobre plazos estimados de detención, y considerando el costo marginal promedio durante el período de indisponibilidad, el impacto de la falla sobre los resultados financieros de la Sociedad no es material en el contexto de Colbún. Se estima que la planta reiniciará sus operaciones los primeros días de noviembre.

Hechos posteriores:

■ ■ ■ Respecto a la estrategia comercial, en octubre 2019 Colbún fue informada de la adjudicación de un contrato de suministro de energía renovable por 3.000 GWh/año con BHP para sus faenas Escondida y Spence. Dicho contrato entra en vigencia a partir de enero del año 2022, por un período de 10 años. El acuerdo permitirá potenciar el desarrollo de nuestra cartera de proyectos renovables, destacando en particular el Parque Eólico Horizonte (607 MW).

Considerando este contrato, durante el **2019 la Compañía ha contratado aproximadamente 3.490 GWh/año de su generación con nuevos clientes libres.**

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 3T18, 3T19 y acumulado a Sep18 y Sep19.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
9.857	9.422	Total Ventas Físicas (GWh)	3.024	2.887	(4%)	(5%)
4.162	3.323	Clientes Regulados	1.368	1.126	(20%)	(18%)
4.539	4.829	Clientes Libres	1.542	1.744	6%	13%
1.156	1.269	Ventas en el Mercado Spot	114	17	10%	(85%)
1.637	1.582	Potencia (MW)	1.657	1.578	(3%)	(5%)
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
9.996	9.258	Total Generación (GWh)	3.026	2.590	(7%)	(14%)
4.191	3.883	Hidráulica	1.349	1.317	(7%)	(2%)
5.713	5.181	Térmica	1.641	1.164	(9%)	(29%)
3.524	3.528	Gas	914	966	0%	6%
65	65	Diésel	22	0	(1%)	(100%)
2.124	1.588	Carbón	705	198	(25%)	(72%)
92	195	ERFV	37	108	112%	197%
85	182	Eólica*	33	105	114%	217%
7	13	Solar	3	4	84%	8%
65	332	Compras en el Mercado Spot (GWh)	65	332	-	-
1.091	937	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	49	(315)	(14%)	-

(*): 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

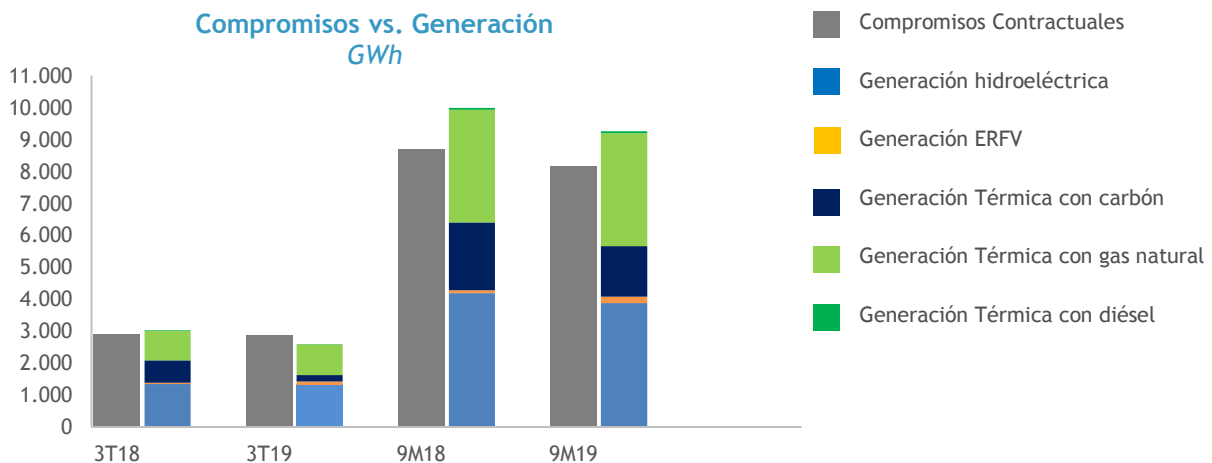
Las **ventas físicas** durante el 3T19 alcanzaron **2.887 GWh**, disminuyendo un 5% en comparación con el 3T18, debido a una menor venta a clientes regulados y en el mercado spot, parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres. Por su parte, la **generación** del trimestre disminuyó en un 14% respecto al 3T18, principalmente por (1) la menor generación a carbón (-507 GWh) producto de la menor disponibilidad de la CT Santa María durante el trimestre, (2) una menor generación hídrica (-32 GWh) y (3) diésel (-22 GWh), parcialmente compensada por (1) una mayor generación ERFV (+72 GWh) debido a la compra de energía al parque eólico San Pedro, contrato que comenzó a operar en 2T19 y que se mantiene vigente hasta fines del presente año y (2) una mayor generación a gas (+52 GWh).

En términos acumulados, las ventas físicas a Sep19 alcanzaron 9.422 GWh, disminuyendo un 4% en comparación a Sep18, debido a las menores ventas a clientes regulados parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres y en el mercado spot. Por su parte, la generación acumulada a Sep19 alcanzó 9.258 GWh, disminuyendo un 7% en comparación a Sep18, producto principalmente de una menor generación a carbón (-536 GWh) e hídrica (-309 GWh), parcialmente compensados por una mayor generación ERFV (+97 GWh).

■ ■ ■ El balance en el mercado spot durante el trimestre registró compras netas por 315 GWh, mientras que el 3T18 se registraron ventas netas por 49 GWh, esto como resultado de la menor generación durante el 3T19. En términos acumulados, el mercado spot registró ventas netas por 937 GWh, un 14% menor comparado con Sep18, por las mismas razones que explican las diferencias trimestrales. El 3T19 el 87% de los compromisos fueron abastecidos con generación costo eficiente (hidroeléctrica, ERFV, carbón y gas natural), mientras que, en términos acumulados, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente.**

■ ■ ■ **Mix de generación en Chile:** El año hidrológico (Abr19-Mar20) ha presentado precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN, siendo las cuencas del Maule y Aconcagua las que presentan un déficit más importante en relación a un año medio, de 42% y 89% respectivamente. Por su parte, las cuencas de Laja y Biobío presentan un déficit de 4% y 3% respectivamente. La cuenca del lago Chapo, por otro lado, presenta un superávit de 3% sobre un año medio.

Durante 3T19 la generación del SEN se mantuvo en línea con respecto a igual periodo del año 2018 (19.232 GWh en 3T18 vs. 19.496 GWh en 3T19). Durante el trimestre, se registró una mayor generación a gas (2.866 GWh en el 3T18 a 3.463 GWh en 3T19), ERFV (2.328 GWh en 3T18 vs. 2.803 GWh en 3T19), asociada a un incremento en la capacidad instalada de estas tecnologías, e hidroeléctrica (5.084 GWh en 3T18 vs. 5.307 GWh en 3T19) debido a un mayor despacho de centrales de embalse en el sistema. Por otra parte, la generación a carbón disminuyó (7.973 GWh en el 3T18 a 7.269 GWh en 3T19) al igual que la generación diésel (260 GWh en 3T18 a 30 GWh en 3T19). El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel disminuyó respecto al 3T18, promediando US\$48,5/MWh en el 3T19, comparado con US\$71,0/MWh en el 3T18.



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 3T18, 3T19 y acumulado a Sep18 y Sep19.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
2.885	3.552	Total Ventas Físicas (GWh)	1.097	1.161	23%	6%
2.285	2.655	Clientes bajo Contrato	725	731	16%	1%
601	896	Ventas en el Mercado Spot	371	430	49%	16%
551	514	Potencia (MW)	553	430	(7%)	(22%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
2.727	3.054	Total Generación (GWh)	1.121	1.185	12%	6%
2.727	3.054	Gas	1.121	1.185	12%	6%
210	101	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	-	(52%)	-
391	795	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	371	430	103%	16%

Las ventas físicas durante el 3T19 alcanzaron 1.161 GWh, aumentando un 6% respecto al 3T18. Las mayores ventas físicas son explicadas principalmente por (1) mayores ventas en el mercado spot debido a la mayor generación en el trimestre y (2) mayores ventas a clientes bajo contrato.

En términos acumulados, las ventas físicas alcanzaron 3.552 GWh, aumentando un 23% respecto a Sep18, principalmente producto de la mayor generación acumulada durante el año.

Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 1.185 GWh, aumentando un 6% respecto al 3T18 principalmente por la mayor disponibilidad de la planta producto de un mantenimiento programado realizado durante el 3T18.

En términos acumulados, la generación alcanzó los 3.054 GWh, aumentando un 12% respecto a Sep18, principalmente por la menor disponibilidad de la central térmica durante el 2018 debido a que el mantenimiento mayor programado de la planta durante el 2019 tuvo una menor duración.

El balance en el mercado spot registró ventas netas por 430 GWh, aumentando un 16% respecto a igual trimestre del año anterior producto de la mayor generación registrada en comparación con 3T18.

En términos acumulados, a Sep19 el balance en el mercado spot alcanzó los 795 GWh, aumentando en 404 GWh respecto a Sep18, principalmente por la menor generación y las menores compras en el mercado spot registradas durante el 2018, asociadas a la mayor duración del mantenimiento programado en dicho periodo.

Mix de generación en Perú: La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), aumentó un 1% respecto al 3T18 producto de una condición hidrológica más favorable del río Mantaro (principal complejo hidroeléctrico de Perú). La generación térmica por su parte aumentó un 5% respecto al 3T18. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al 3T19 fue de un 4%, 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 3T18, 3T19 y acumulado a Sep18 y Sep19.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-18	sep-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
1.143,7	1.135,3	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	360,2	361,7	(1%)	0%
540,0	446,8	Venta a Clientes Regulados	176,4	149,3	(17%)	(15%)
447,8	500,8	Venta a Clientes Libres	147,6	171,3	12%	16%
94,3	114,1	Ventas de Energía y Potencia	18,2	13,5	21%	(26%)
41,3	48,3	Peajes	11,0	18,2	17%	65%
20,3	25,3	Otros Ingresos	6,9	9,5	25%	36%
(586,1)	(549,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(176,5)	(160,2)	(6%)	(9%)
(96,0)	(99,3)	Peajes	(27,2)	(32,0)	3%	18%
(35,3)	(46,1)	Compras de Energía y Potencia	(13,0)	(30,1)	31%	132%
(304,0)	(273,1)	Consumo de Gas	(87,8)	(70,4)	(10%)	(20%)
(12,8)	(11,7)	Consumo de Petróleo	(5,0)	(0,4)	(9%)	(92%)
(67,6)	(59,2)	Consumo de Carbón	(23,1)	(8,0)	(12%)	(66%)
(70,5)	(59,9)	Otros	(20,4)	(19,3)	(15%)	(6%)
557,5	586,0	MARGEN BRUTO	183,7	201,5	5%	10%
(60,2)	(55,0)	Gastos por Beneficios a Empleados	(19,4)	(18,1)	(9%)	(7%)
(23,4)	(16,9)	Otros Gastos, por Naturaleza	(7,9)	(4,7)	(28%)	(41%)
(176,9)	(189,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(59,5)	(63,9)	7%	7%
297,0	324,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	96,8	114,9	9%	19%
473,9	514,1	EBITDA	156,3	178,7	8%	14%
14,4	16,2	Ingresos Financieros	5,0	4,9	13%	(2%)
(63,1)	(68,5)	Gastos Financieros	(20,9)	(22,9)	9%	10%
(9,6)	(5,6)	Diferencias de Cambio	(1,6)	(7,8)	(41%)	-
9,6	7,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,8	2,2	(26%)	(23%)
(19,3)	(25,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(5,5)	(10,0)	31%	82%
(68,1)	(76,1)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,2)	(33,5)	12%	66%
228,9	248,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	76,7	81,3	8%	6%
(65,9)	(65,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(22,8)	(26,6)	(0%)	17%
163,1	182,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	53,9	54,7	12%	2%
168,5	184,8	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	56,8	59,1	10%	4%
(5,4)	(2,3)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(2,9)	(4,4)	-	-

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 Colbún 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	sep-18	dic-18	sep-19
Chile (CLP / US\$)	660,42	694,77	728,21
Chile UF (CLP/UF)	27.357,45	27.565,79	28.048,53
Perú (PEN / US\$)	3,30	3,38	3,39

3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T18, 3T19 y acumulado a Sep18 y Sep19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-18	sep-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
981,1	972,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	312,6	316,0	(1%)	1%
456,6	364,3	Venta a Clientes Regulados	149,6	122,1	(20%)	(18%)
425,1	493,6	Venta a Clientes Libres	142,2	180,1	16%	27%
82,9	97,1	Ventas de Energía y Potencia	11,8	6,2	17%	(47%)
16,4	17,7	Otros Ingresos	9,1	7,5	8%	(18%)
(517,3)	(499,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(158,1)	(149,9)	(3%)	(5%)
(121,1)	(123,0)	Peajes	(40,7)	(49,0)	2%	20%
(28,7)	(45,4)	Compras de Energía y Potencia	(12,8)	(30,1)	58%	135%
(236,8)	(215,1)	Consumo de Gas	(63,3)	(48,2)	(9%)	(24%)
(11,5)	(11,7)	Consumo de Petróleo	(3,7)	(0,4)	1%	(89%)
(67,6)	(59,2)	Consumo de Carbón	(23,1)	(8,0)	(12%)	(65%)
(51,6)	(45,1)	Otros	(14,6)	(14,3)	(12%)	(2%)
463,8	473,1	MARGEN BRUTO	154,5	166,0	2%	7%
(55,6)	(50,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(17,7)	(16,9)	(9%)	(4%)
(13,6)	(14,4)	Otros Gastos, por Naturaleza	(4,5)	(3,7)	6%	(18%)
(141,9)	(145,0)	Gastos por Depreciación y Amortización	(47,8)	(48,6)	2%	2%
252,7	263,0	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	84,5	96,9	4%	15%
394,6	408,0	EBITDA	132,3	145,4	3%	10%

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 3T18 y acumulado a Sep18 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 3T19 ascendieron a **US\$316,0 millones**, aumentando un 1% respecto de los ingresos percibidos el 3T18, principalmente debido a las mayores ventas físicas a clientes libres, parcialmente compensadas por menores ventas físicas tanto a clientes regulados como en el mercado spot.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sept19 ascendieron a **US\$972,8 millones**, disminuyendo un 1% respecto al 3T18, principalmente producto de menores ventas físicas a clientes regulados, parcialmente compensadas por (1) mayores ventas físicas a clientes libres y en el mercado spot, 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\$149,9 millones**, disminuyendo un 5% respecto al 3T18, principalmente debido a (1) un menor consumo de carbón debido a la menor generación con dicho combustible y (2) un menor desembolso por consumo de gas durante el trimestre asociado a un menor precio de suministro. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores compras de energía en el mercado spot durante el trimestre.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Sep19 ascendieron a **US\$499,6 millones**, disminuyendo un 3% respecto al Sep18, principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y una disminución en otros egresos principalmente asociado a desfases en gastos fijos y al plan de eficiencias implementado durante el año 2018.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 3T19 alcanzó **US\$145,4 millones**, aumentando un 10% respecto al EBITDA de US\$132,3 millones al 3T18, debido principalmente a la disminución en los costos de materias primas y combustibles utilizados explicada anteriormente.

En **términos acumulados**, el EBITDA a Sep19 alcanzó **US\$408,0 millones**, aumentando un 3% respecto al EBITDA acumulado a Sep18 por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales.

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 3T18, 3T19 y acumulado a Sep18 y Sep19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
57,7	63,2	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	19,2	20,1	10%	5%
57,6	63,1	Peajes	19,2	20,1	10%	5%
0,1	0,1	Otros Ingresos	0,0	(0,0)	37%	-
(7,9)	(7,5)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(2,5)	(2,6)	(4%)	-
(0,3)	(1,9)	Peajes	0,3	(0,3)	-	-
(7,6)	(5,6)	Otros	(2,9)	(2,3)	(25%)	(20%)
49,8	55,7	MARGEN BRUTO	16,7	17,5	12%	5%
(0,2)	(0,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,1)	(0,2)	131%	141%
(10,4)	(10,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(3,5)	(3,5)	4%	2%
39,2	44,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	13,1	13,8	13%	5%
49,6	55,2	EBITDA	16,6	17,3	11%	4%

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 3T18 y acumulado a Sep18 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 3T19 ascendieron a US\$20,1 millones**, de los cuales un 29% corresponden a ingresos de activos nacionales, 17% a zonales y 54% corresponde al segmento dedicado. Los mayores ingresos respecto al 3T18 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\$63,2 millones**, de los cuales un 25% corresponden a ingresos de activos nacionales, 21% a zonales y 54% corresponde al segmento dedicado. Los ingresos aumentaron un 10% respecto a Sep18, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El EBITDA del 3T19 alcanzó **US\$17,3 millones**, aumentando un 4% respecto a 3T18. El mayor EBITDA se explica principalmente por el aumento en los ingresos de actividades ordinarias. **En términos acumulados**, el EBITDA a Sep19 ascendió a **US\$55,2 millones**, aumentando un 11% respecto al Sep18, 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 3T18, 3T19 y acumulado a Sep18 y Sep19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
121,1	127,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	40,1	44,2	5%	10%
83,3	82,5	Ventas a clientes Regulados	26,8	27,2	(1%)	1%
22,6	24,2	Venta a Clientes Libres	5,4	8,2	7%	51%
11,3	16,9	Ventas Otras Generadoras	6,5	7,3	49%	13%
-	-	Peajes	-	-	-	-
3,8	3,8	Otros Ingresos	1,4	1,6	(1%)	14%
(84,9)	(70,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(30,2)	(26,3)	(17%)	(13%)
1,5	(2,5)	Peajes	(0,7)	(1,3)	-	-
(6,5)	(0,6)	Compras de Energía y Potencia	(0,1)	-	(90%)	-
(67,1)	(58,0)	Consumo de Gas	(24,5)	(22,2)	(14%)	(9%)
(1,4)	0,0	Consumo de Diésel	(1,4)	-	-	-
(11,4)	(9,1)	Otros	(3,5)	(2,7)	(20%)	(22%)
36,3	57,1	MARGEN BRUTO	9,9	17,9	58%	82%
(4,6)	(4,3)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,7)	(1,2)	(8%)	(28%)
(2,0)	(1,9)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,9)	(0,7)	(6%)	(13%)
(24,7)	(34,0)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,3)	(11,8)	38%	42%
4,9	16,9	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	(0,9)	4,2	243%	-
29,6	50,9	EBITDA	7,4	16,0	72%	117%

A partir de 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 reclasificación 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 Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T19 ascendieron a US\$44,2 millones**, un 10% mayores a los ingresos percibidos en 3T18, principalmente por mayores ingresos de clientes libres, por ventas a otras generadoras y a clientes regulados. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Sep19 ascendieron a **US\$127,5 millones**, aumentando 5% respecto a Sep18 principalmente por mayores ingresos por ventas a otras generadoras y a clientes libres, parcialmente compensados por menores ventas a clientes regulados.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados alcanzaron US\$26,3 millones**, disminuyendo un 13% 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) pruebas realizadas durante el 3T18 de generación mediante diésel, las cuales no se realizaron durante 3T19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación a gas durante el trimestre.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron **US\$70,3 millones** a Sep19, disminuyendo un 17% en comparación a Sep18, 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\$3,5 millones durante el mantenimiento mayor del año 2019; parcialmente compensadas por la mayor generación asociada a la mayor disponibilidad de la planta durante el período; y (2) las menores Compras de Energía y Potencia en el mercado spot a Sep19, 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\$16,0 millones** al 3T19, un 117% mayor que el EBITDA de US\$7,4 millones registrado en el 3T18, principalmente por (1) mayores ventas a clientes libres y a otras generadoras y (2) 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 3T19 hubiese ascendido a US\$12,2 millones.

En términos acumulados, el **EBITDA de Fenix a Sept19 alcanzó US\$50,9 millones** vs. el EBITDA de US\$29,6 millones a Sept18. El aumento se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

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 3T18, 3T19 y acumulado a Sept18 y Sept19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
14,4	16,2	Ingresos Financieros	5,0	4,9	13%	(2%)
(63,1)	(68,5)	Gastos Financieros	(20,9)	(22,9)	9%	10%
(9,6)	(5,6)	Diferencias de Cambio	(1,6)	(7,8)	-	-
9,6	7,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,8	2,2	(26%)	(23%)
(19,3)	(25,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(5,5)	(10,0)	31%	82%
(68,1)	(76,1)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,2)	(33,5)	12%	66%
228,9	248,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	76,7	81,3	8%	6%
(65,9)	(65,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(22,8)	(26,6)	(0%)	17%
163,1	182,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	53,9	54,7	12%	2%
168,5	184,8	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	56,8	59,1	10%	4%
(5,4)	(2,3)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(2,9)	(4,4)	-	-

■ ■ ■ El **resultado no operacional** el 3T19 presentó una pérdida de **US\$33,5 millones**, un 66% mayor que la pérdida de US\$20,2 millones en 3T18. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) un efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre, (2) mayores gastos de estudio y desarrollo registrados en “Otras Ganancias (Pérdidas)”, y (3) mayores gastos financieros producto del reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16.

En términos acumulados, el **resultado no operacional** a Sep19 presentó una pérdida de **US\$76,1 millones**, un 12% mayor a la pérdida registrada a Sep18, debido principalmente (1) mayores gastos de estudio y desarrollo registrados en “Otras Ganancias (Pérdidas)”, y (2) mayores egresos financieros producto del reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero, antes mencionado. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local en términos acumulados.

■ ■ ■ El **gasto por impuestos** del 3T19 ascendió a **US\$26,6 millones**, aumentando un 17% respecto al gasto observado en 3T18, principalmente por (1) el gasto por impuestos registrado el 3T19 en Fenix, como resultado de la mayor depreciación del tipo de cambio PEN/USD durante el periodo. Esto debido a que la contabilidad tributaria es llevada en soles peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú; y (2) la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre.

En términos acumulados, el **gasto por impuestos** a Sep19 alcanzó los **US\$65,7 millones**, en línea respecto a Sep18 a pesar de las mayores ganancias antes de impuestos registradas durante el periodo principalmente debido al gasto por impuestos registrado a Sep18 en Fenix, como resultado de la mayor depreciación del tipo de cambio PEN/USD durante el periodo.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 3T19 una **ganancia** que alcanzó los **US\$54,7 millones**, un 2% mayor a la ganancia de US\$53,9 millones del 3T18. La mayor ganancia se explica principalmente por un mayor EBITDA registrado en el trimestre, explicado anteriormente.

En términos acumulados, la **ganancia** a Sep19 alcanzó **US\$184,8 millones**, aumentando un 12% respecto a la ganancia acumulada a Sep18, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

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 septiembre de 2019. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-18	sept-19	Var	Var %
Activos corrientes	1.151,3	1.117,1	(34,1)	(3%)
Activos no corrientes	5.627,1	5.663,0	35,9	1%
TOTAL ACTIVOS	6.778,3	6.780,1	1,8	0%
Pasivos corrientes	345,4	286,6	(58,8)	(17%)
Pasivos no corrientes	2.576,0	2.674,8	98,7	4%
Patrimonio neto	3.856,9	3.818,8	(38,2)	(1%)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.778,3	6.780,1	1,8	0%

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.117,1 millones a Sep19, disminuyendo un 3% respecto al cierre de Dic18, principalmente debido a (1) menores cuentas por cobrar y (2) una 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\$5.663,0 millones a Sep19, aumentando un 1% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic18, principalmente debido al registro de un Activo en Leasing en la filial Fenix, producto del reconocimiento del contrato de suministro de gas con Calidda como arrendamiento financiero a partir de enero 2019. El saldo remanente de dicho activo es de US\$121 millones.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$286,6 millones a Sep19, disminuyendo un 17% con respecto al cierre de Dic18, principalmente por menores cuentas por pagar debido a que a Dic18 se encontraba provisionado el dividendo definitivo por pagar.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.674,8 millones al cierre de Sep19, aumentando un 4% respecto al saldo registrado a Dic18, principalmente debido al registro de un Pasivo por Derecho de Uso en la filial Fenix, producto del reconocimiento del contrato de suministro de gas con Calidda como arrendamiento financiero anteriormente explicado. El saldo remanente de dicho pasivo es de US\$123 millones.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.818,8 millones, disminuyendo un 1% respecto al cierre de Dic18, principalmente 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	sept-19	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.603,3	1.701,0	97,8	6%
Inversiones Financieras**	788,1	780,2	(7,9)	(1%)
Deuda Neta	815,2	920,9	105,7	13%
EBITDA LTM	684,1	744,8	60,6	9%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,2	0,0	4%

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$323,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$14,3 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, y (3) un leasing financiero por US\$123,1 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

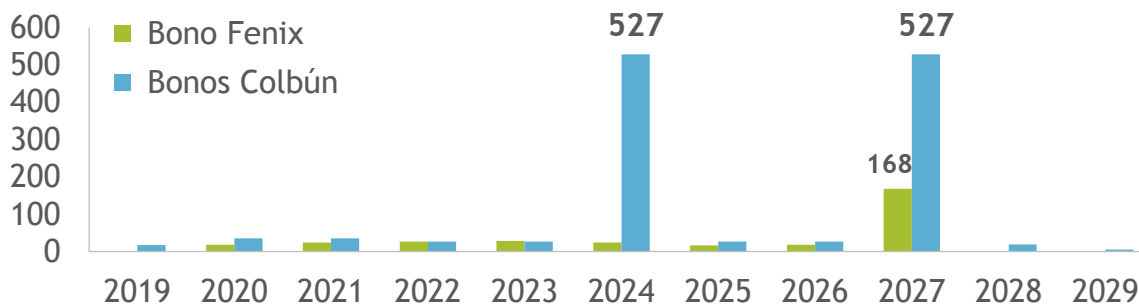
(**) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	6,0 años
Tasa promedio	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	sept-19	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,33	3,90	17%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,21	3,71	16%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,76	0,78	2%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,82%	9,68%	(18%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,18%	90,32%	2%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,92	4,90	(0%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,90%	6,45%	9%
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%	8,72%	6%

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 **3,90x** y **3,71x** a Sep19, aumentando un 17% y 16% respectivamente con respecto a Dic18 principalmente debido la disminución en los pasivos corrientes producto de menores cuentas por pagar registradas en el periodo, ya que a Dic18 se encontraba provisionado el dividendo definitivo por pagar.

■ ■ **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,78x** a Sep19, aumentando un 2% respecto al valor de **0,76x** a Dic18, principalmente producto de: (1) el registro de un Pasivo por Derecho de Uso en la filial Fenix, producto del reconocimiento del contrato de suministro de gas con Calidda como arrendamiento financiero anteriormente explicado. El saldo remanente de dicho pasivo es de US\$123 millones.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Sep19 fue de **9,68%**, disminuyendo un 18% respecto al valor de 11,82% a Dic18, principalmente debido al registro de un Pasivo por Derecho de Uso de largo plazo en la filial Fenix, anteriormente explicado.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Sep19 fue de **90,32%**, aumentando un 2% respecto al valor de 88,18% a Dic18, principalmente debido al registro de un Pasivo por Derecho de Uso de largo plazo en la filial Fenix, anteriormente explicado.

■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Sep19 fue de **4,90x**, en línea con respecto al valor obtenido a Dic18.

■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Sep19 fue de **6,45%**, aumentando un 9% 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 Sep19, y por el menor patrimonio promedio registrado durante dicho período.

■ ■ La **Rentabilidad del Activo** y el **Rendimiento de Activos Operacionales** a Sep19 alcanzaron **3,77%** y **8,72%**, aumentando en relación a Dic18 un 8% y un 6% respectivamente. El aumento se explica principalmente por el aumento del resultado operacional antes de impuestos de los últimos 12 meses a Sep19.

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 %	
sept-18	sept-19		3T18	3T19	Ac/Ac	T/T
810,2	788,1	Efectivo Equivalente Inicial*	695,6	667,3	(3%)	(4%)
372,0	418,0	Flujo Efectivo de la Operación	142,4	165,0	12%	16%
(279,2)	(356,6)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(24,2)	(29,5)	28%	22%
(100,6)	(63,5)	Flujo Efectivo de Inversión**	(26,2)	(17,2)	(37%)	(34%)
(7,8)	(2,0)	Flujo Neto del Período	91,9	118,4	(74%)	29%
(17,8)	(5,9)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(3,0)	(5,5)	(67%)	85%
784,6	780,2	Efectivo Equivalente Final	784,6	780,2	(1%)	(1%)

(*) 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 3T19, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$118,4 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto positivo de US\$91,9 millones del 3T18.

Actividades de la operación: Durante el 3T19 se generó un flujo neto positivo de US\$165,0 millones, aumentando un 16% respecto al flujo neto positivo de US\$142,4 millones del 3T18, principalmente debido a menores gastos operacionales registrados durante el trimestre.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$418,0 millones a Sep19, un 12% mayor respecto al flujo neto positivo de US\$372,0 millones a Sep18, explicado principalmente por menores gastos operacionales registrados durante el período y por menores anticipos en los pagos de impuesto a la renta.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$29,5 millones durante el 3T19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$24,2 millones al 3T18, esto producto de la clasificación del contrato con Calidda como leasing financiero, registrando dichos egresos como gasto financiero.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$356,6 millones a Sep19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$279,2 millones a Sep18, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$17,2 millones durante el 3T19, que se compara con desembolsos de US\$26,2 millones al 3T18. El menor flujo neto negativo se explica principalmente por mayores inversiones realizadas durante el 3T18 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\$63,5 millones a Sep19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$100,6 millones a Sep18. La disminución en desembolsos se explica principalmente por las inversiones realizadas durante el 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 3.895 MW conformada por 2.252 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 representa el 16% 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 energía producida.

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) con costos eficientes 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 septiembre 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 septiembre una probabilidad de excedencia del SEN de un 85%. 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 un contrato con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite 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 de suministro de gas con productores argentinos, para complementar el suministro de gas de GNL.

Desde finales de 2016 Colbún se ha adjudicado el suministro de mediano plazo con clientes libres por 3.700 GWh/año aproximadamente y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos. Adicionalmente, durante el mes de octubre, la compañía ha sido informada de la adjudicación de un contrato de suministro con BHP por 3.000 GWh.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel balanceado 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.

7.2 Perspectiva De Mediano Plazo en Perú

En el tercer trimestre de 2019, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 40%, siendo 34% el valor registrado en igual trimestre de 2018. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del tercer trimestre fue de 4%, superando el crecimiento que se experimentó en 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 eólicos, solares e hidroeléctricos, 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 en diciembre de 2017 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 tercer trimestre de 2019 se continuó avanzando en la etapa de factibilidad, específicamente respecto a la Factibilidad de Conexión la cual fue admitida por el coordinador (SE Parinas). Por otro lado, se concluyó el layout del parque y se firmó un acuerdo para la compra de Aerogeneradores con Enercon, uno de los mayores proveedores de turbinas a nivel mundial de origen alemán.

La generación de energía asociada a este proyecto será parte relevante del suministro del contrato con BHP mencionado anteriormente.

■ ■ ■ **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.

Durante el 3T19 la resolución de calificación ambiental para este proyecto fue aprobada y se continuó con el desarrollo de la ingeniería básica y se avanzó en la preparación de la información para solicitar la ampliación de la S/E Illapa, que permitiría la conexión del proyecto.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Inti Pacha (430 MW): Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 75 km al este de Tocopilla, en la comuna de María Elena de la Región de Antofagasta, y utiliza un área total de aproximadamente 736 ha.

El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 430 MW.

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación de 2 concesiones de uso oneroso licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales.

Durante el tercer trimestre de 2019 se continuó con la fase de factibilidad, realizando estudios de ingeniería y ambientales para poder contar con los antecedentes para iniciar su tramitación ambiental. La Solicitud de Aprobación de Solución de Conexión (SASC) a la Subestación Crucero fue declarada admisible.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Jardín Solar (450 MW): El Proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 450 MW. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sur-este de la localidad de Pozo Almonte, en la comuna de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 1.000 ha.

Durante el tercer trimestre 2019, se continuó trabajando en la factibilidad del proyecto en relación con la preparación de la DIA.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Machicura (10,5 MW): Este parque solar se encuentra ubicado a orillas del embalse Machicura, en la comuna de Colbún de la Región del Maule y utiliza un área total de aproximadamente 20 ha de propiedad de Colbun.

El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 9 MW_{AC}/10,5 MW_{DC}, por lo cual se enmarca en la clasificación de un PMG.

Durante el tercer trimestre de 2019 se inició la fase de factibilidad, realizando estudios de tanto de ingeniería como ambientales con el objetivo de iniciar su tramitación ambiental.

■ ■ ■ 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 de 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.

■ ■ ■ Otros Proyectos de Energía Renovable de Fuente Variable: Al cierre del 3T19, Colbún continúa avanzando en el 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 bajo conflicto socioambiental, con menores costos de inversión 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 septiembre 2019 presenta un avance del 93%.

■ ■ ■ 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 septiembre 2019 presenta un avance del 86%.

■ ■ ■ 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 septiembre 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 septiembre 2019 presenta un avance del 91%.

■ ■ **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 septiembre 2019 presenta un avance del 29%.

■ ■ **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 septiembre 2019 presenta un avance del 41%.

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 Colbún 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, Colbún 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 Colbún, 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, Colbún 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.

En Perú, Colbún 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.

La Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite 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 de suministro de gas con productores argentinos, para complementar el suministro de gas de GNL.

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 (la última en junio de 2019), 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 cómo 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

La estabilidad regulatoria es fundamental para el sector energético, donde los proyectos de inversión tienen plazos considerables en lo relativo a la obtención de permisos, el desarrollo, la ejecución y el retorno de la inversión. Colbún estima que los cambios regulatorios deben hacerse considerando las complejidades del sistema eléctrico y manteniendo los incentivos adecuados para la inversión. Es importante disponer de una regulación que entregue reglas claras y transparentes, que consoliden la confianza de los agentes del sector.

En el contexto del anuncio de una “Nueva Agenda Social”, el viernes 25 de octubre el Gobierno envió al Congreso un proyecto de ley denominado “Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Precios”. Según explicó la autoridad en el mensaje que acompaña el Proyecto de Ley que ingresó al Senado con urgencia, la iniciativa busca estabilizar el precio de la electricidad en los niveles vigentes al primer semestre de 2019, lo que implica anular el alza promedio de 9,2% en las cuentas de electricidad de clientes regulados que entró en vigencia en octubre. La iniciativa ingresó al Senado con suma urgencia y se espera que comience pronto la discusión en la comisión de Minería y Energía del Senado. Colbún se encuentra analizando el contenido del mencionado proyecto de ley con el objetivo de dimensionar su alcance e impacto.

En Chile, el actual gobierno está llevando a cabo diversos cambios regulatorios que o bien, se han heredado del gobierno anterior, o se han iniciado durante el presente mandato. Estos cambios, 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, (vii) el proyecto de ley de fiscalización y sanciones, y (viii) el proyecto de ley que moderniza la legislación tributaria (impuesto a las emisiones).

Adicionalmente, el Ministerio de Energía está llevando a cabo discusiones para 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 “Nueva Ley de Distribución” buscará 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, fomentar la inversión y mejorar la calidad de servicio a los usuarios finales. Para esto, se ha propuesto la incorporación de nuevos roles; separando las actividades del segmento de distribución eléctrica y así introducir competencia. Por otra parte, ingresó al Senado una ley corta que busca bajar la rentabilidad de las empresas distribuidoras, perfeccionar los estudios de costos y exigir un giro exclusivo a la distribución eléctrica.
- (ii) 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”, 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 junio de 2019 el Ministerio de Energía y Minas decidió crear una Comisión Multisectorial en la que se debatirá una potencial reforma de todo el sector eléctrico y para ello establecieron un plazo de 24 meses. La Comisión se ha comprometido a mostrar avances en los siguientes temas: declaración de precios de gas natural, promoción de energías renovables, electrificación rural, revisión de la tasa de descuento, mejora en los procesos de licitación de contratos de largo plazo, desagregación de la capacidad y energía asociada, implementación de un nuevo régimen para impulsar proyectos de transmisión y el tratamiento de los contratos de gas. En materia de declaración de precios de gas natural, el Ministerio ha indicado que propondrá una reforma al sistema en Noviembre del presente año. Por otra parte, se emitió una normativa que reconoce potencia firme a centrales RER que cuenten con potencia en horas de punta.

De la calidad de estas nuevas regulaciones y de las señales que por ello entregue la autoridad, dependerá - en buena medida - el necesario y equilibrado desarrollo del mercado eléctrico en los próximos años, tanto en Chile como en Perú.

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, ciertos clientes se han acogido 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 a estos clientes.

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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2019, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$780 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 100 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) una línea de bonos inscrita en el mercado local por un monto 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\$121 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 septiembre de 2019, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA- por Fitch Ratings, con perspectiva positiva, y AA por Feller Rate, con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's y BBB por S&P, ambas con perspectiva estable, y BBB por Fitch Ratings, con perspectiva positiva.

Al 30 de septiembre 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 septiembre 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.

Nota contable a los Estados Financieros:

En relación a los Estados Financieros de la filial Fenix, para el tercer 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. Al 3T19 el monto remanente del activo en leasing asciende a US\$121 millones, mientras que el pasivo por derecho de uso asciende a US\$123 millones.
 - 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. 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** el 2T19 por US\$4 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.