



4° TRIMESTRE 2019



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS  
ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS

Al 31 de diciembre de 2019

# 4T19

## INFORME TRIMESTRAL

<b>SINÓPSIS DEL PERÍODO</b>	<b>3</b>
<b>GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS</b>	<b>6</b>
Generación y Ventas Físicas Chile	6
Generación y Ventas Físicas Perú	8
<b>ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>9</b>
Análisis Resultado Operacional Generación Chile	10
Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile	11
Análisis Resultado Operacional Perú	12
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	14
<b>ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO</b>	<b>15</b>
<b>INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS</b>	<b>17</b>
<b>ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO</b>	<b>19</b>
<b>ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS</b>	<b>20</b>
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	20
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	21
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	21
Cambios regulatorios	24
Gestión de Riesgo	24

Conference Call  
Resultados 4T19

Fecha: Viernes 31 de enero 2020

Hora: 10:00 AM 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/57048>

**Contacto Relación con Inversionistas:**

Miguel Alarcón V.  
[malarcon@colbun.cl](mailto:malarcon@colbun.cl)  
+ (56) 2 24604394

Soledad Errázuriz V.  
[serrazuriz@colbun.cl](mailto:serrazuriz@colbun.cl)  
+ (56) 2 24604450

Isidora Zaldívar S.  
[izaldivar@colbun.cl](mailto:izaldivar@colbun.cl)  
+ (56) 2 24604308

# 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

## Principales Cifras a Nivel Consolidado:

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del cuarto trimestre del año 2019 (4T19) ascendieron a **US\$352,1 millones**, disminuyendo un 9% respecto a los ingresos percibidos el cuarto trimestre del año 2018 (4T18), principalmente debido a las menores ventas físicas de clientes regulados en Chile. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas a clientes libres.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a diciembre 2019 (Dic19) ascendieron a US\$1.487,4 millones, disminuyendo un 3% respecto a diciembre 2018 (Dic18), principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **EBITDA** consolidado del 4T19 alcanzó **US\$182,9 millones**, disminuyendo un 9% con respecto al EBITDA de US\$201,0 millones del 4T18 debido principalmente a: (1) una menor generación hidroeléctrica como consecuencia de una sequía más severa que la del año anterior y (2) a la disminución los ingresos percibidos durante el periodo.

**En términos acumulados**, el **EBITDA** a Dic19 alcanzó **US\$697,1 millones** aumentando un 2% respecto al EBITDA acumulado a Dic18, principalmente asociado al plan de eficiencias implementado durante los años 2018 y 2019.

El **resultado no operacional** el 4T19 presentó una pérdida de **US\$100,3 millones**, un 100% mayor que la pérdida de US\$50,2 millones en 4T18. La mayor pérdida se explica principalmente por un aumento en provisiones por deterioro de activos individuales.

**En términos acumulados**, el **resultado no operacional** a Dic19 presentó una pérdida de **US\$176,4 millones**, mayor a la pérdida de US\$118,3 millones registrada a Dic18, debido principalmente a las mayores provisiones de deterioros explicados anteriormente.

El **gasto por impuestos** del 4T19 ascendió a **US\$2,5 millones**, disminuyendo un 92% respecto al gasto observado en 4T18, principalmente por el reconocimiento de impuestos diferidos por la pérdida tributaria generada producto del término de giro de la sociedad Termoeléctrica Nehuenco S.A.

**En términos acumulados**, el **gasto por impuestos** a Dic19 alcanzó los **US\$68,2 millones**, disminuyendo un 29% respecto a Dic18 principalmente debido a (1) menores ganancias antes de impuestos registradas durante el periodo y (2) apreciación de del tipo de cambio PEN/USD durante el periodo.

La Compañía presentó en el 4T19 una **ganancia** que alcanzó los **US\$19,5 millones**, un 71% menor a la ganancia de US\$71,9 millones del 4T18. La menor ganancia se explica principalmente por (1) las mayores provisiones de deterioros previamente mencionados y (2) un menor EBITDA registrado durante el periodo, dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores gastos por impuestos a las ganancias.

**En términos acumulados**, la **ganancia** a Dic19 alcanzó **US\$202,0 millones**, disminuyendo un 12% respecto a la ganancia acumulada a Dic18, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ Durante el año 2019, Colbún logró importantes avances en su agenda estratégica, la cual se enfoca en 5 ejes principales: (1) aumento de participación de mercado en el segmento de clientes libres; (2) incorporación masiva de proyectos costo-eficientes de energía renovable de fuente variable; (3) continuar con la implementación del plan de eficiencias en la estructura de costos fijos de la Compañía, iniciado durante el año 2018; (4) avance en el programa de digitalización y automatización en nuestras instalaciones; y (5) potenciar nuestro negocio de transmisión

■ ■ ■ Respecto a la estrategia comercial, en octubre 2019 Colbún se adjudicó 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 contrató aproximadamente 3.5 TWh /año aprox. de su generación con nuevos clientes libres.**

■ ■ ■ Respecto a la incorporación de energías renovables de fuente variable, durante el 2019 se lograron importantes avances en el portafolio de **proyectos eólicos y solares**: (1) se concluyó la etapa de factibilidad del proyecto eólico Horizonte; (2) se aprobó la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto solar Diego de Almagro Sur; y (3) se ingresó a tramitación ambiental las DIAs de los proyectos solares Jardín Solar y Machicura. Adicionalmente, durante el año Colbún prosiguió 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 hacia fines del 2030.

■ ■ ■ Respecto al **plan de eficiencias en la estructura de costos fijos**, se puede destacar que el año 2019 Colbún implementó eficiencias operativas que le permitieron reducir de manera relevante su estructura de costos fijos, alcanzando ahorros relevantes respecto al año anterior.

■ ■ ■ Respecto al **programa de digitalización y automatización de las actividades de Colbún**, este consiste en una revisión de los procesos operacionales, administrativos y de mantenimiento de la compañía, con el objeto de simplificar los mismos y aumentar la eficiencia y competitividad de Colbún. Dentro de estas iniciativas se encuentran, por ejemplo, la adopción de técnicas predictivas de mantenimiento, el monitoreo de procesos operacionales en línea, telecontrol de centrales, entre otros. Durante el año 2019 se realizaron avances importantes en digitalizar y automatizar la gestión del ciclo comercial de la compañía, así como también la incorporación de mayor nivel de tecnología a la gestión de procesos administrativos en las áreas de abastecimiento, manejo de contratos y gestión de viajes. De la misma manera, se profundizó el alcance de la cobertura de televigilancia de nuestras instalaciones.

■ ■ ■ Respecto al eje de **potenciar nuestro negocio de transmisión**, durante el 2019 se continuó el avance en los proyectos de ampliación y normalización de los actuales activos de transmisión de la Compañía, cuyo valor de inversión adjudicado total asciende a US\$50 millones. El EBITDA de Colbún Transmisión al cierre de 2019 alcanzó US\$72,3 millones, que se compara con el EBITDA proforma de US\$ 66,5 millones registrado el año 2018.

## Otros hechos destacados del año:

---

■ ■ ■ 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**, que se encontraba indisponible desde el 28 de julio, producto del mantenimiento mayor programado para el 2019 y del hallazgo de una falla en la turbina de vapor comenzó a inyectar energía al sistema el día 20 de noviembre y se encuentra operando normalmente.

■ ■ ■ El 29 de octubre falló una de las turbinas a gas (TG12) de la **central térmica Fenix**. Producto de dicha falla, la central operó en modalidad 1x1 (a un 50% de su capacidad, con una turbina a gas y una a vapor) durante el resto del 4Q19. Desde el 10 de enero de 2020 la central se encuentra indisponible, luego de detenerse la operación de la segunda turbina a gas (TG11) para realizar un mantenimiento preventivo. Se estima que la planta reiniciará sus operaciones los primeros días de febrero en modalidad 1x1, tras repararse la falla en la primera turbina.

■ ■ ■ El 11 de diciembre de 2019 Colbún vendió el 100% de la central termoeléctrica Antilhue (103 MW) a Prime Energía; con el objeto de concentrar sus esfuerzos en desarrollar unidades de generación de energía costo-eficientes. El precio de venta ascendió a US\$21 aproximadamente, lo que generó una pérdida en el resultado del ejercicio, la cual no es material en el contexto de Colbún.

## 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 4T18, 4T19 y acumulado a Dic18 y Dic19.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
12.843	12.157	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>2.986</b>	<b>2.767</b>	(5%)	(7%)
5.417	4.340	Clientes Regulados	1.256	1.017	(20%)	(19%)
6.113	6.570	Clientes Libres	1.573	1.750	7%	11%
1.313	1.247	Ventas en el Mercado Spot	156	0	(5%)	-
<b>1.643</b>	<b>1.576</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.663</b>	<b>1.558</b>	<b>(4%)</b>	<b>(6%)</b>
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
13.005	11.908	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>3.009</b>	<b>2.650</b>	<b>(8%)</b>	<b>(12%)</b>
6.312	5.119	Hidráulica	2.121	1.236	(19%)	(42%)
6.558	6.508	Térmica	845	1.327	(1%)	57%
3.859	4.507	Gas	336	980	17%	192%
78	67	Diésel	13	2	(15%)	(84%)
2.620	1.934	Carbón	496	346	(26%)	(30%)
136	282	ERFV	44	86	107%	98%
122	261	Eólica*	37	79	115%	116%
14	20	Solar	7	7	44%	2%
94	512	<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>29</b>	<b>180</b>	-	-
<b>1.218</b>	<b>735</b>	<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>127</b>	<b>(180)</b>	<b>(40%)</b>	-

(\*): 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 4T19 alcanzaron **2.767 GWh**, disminuyendo un 7% en comparación con el 4T18, 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 12% respecto al 4T18, principalmente por: (1) menor generación hidroeléctrica (-885 GWh) producto de una hidrología menos favorable respecto a igual trimestre del año anterior; (2) una menor generación a carbón (-150 GWh) producto de la menor disponibilidad de la CT Santa María durante el trimestre y (3) una menor generación con diésel (-11 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por: (1) una mayor generación con gas (+644 GWh), y (2) una mayor generación eólica (+43 GWh) debido a la compra de energía al parque eólico San Pedro, contrato que comenzó a operar en 2T19 y que se mantuvo vigente hasta Dic19.

**En términos acumulados**, las ventas físicas a Dic19 alcanzaron 12.157 GWh, disminuyendo un 5% en comparación a Dic18, debido a las menores ventas a clientes regulados y en el mercado spot parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres. Por su parte, la generación acumulada a Dic19 alcanzó 11.908 GWh, disminuyendo un 8% en comparación a Dic18, producto principalmente de (1) menor generación hidroeléctrica

(-1.193 GWh) y (2) una menor generación a carbón (-686 GWh), parcialmente compensados por una mayor generación a gas (+648 GWh) y una mayor generación ERFV (+139 GWh).

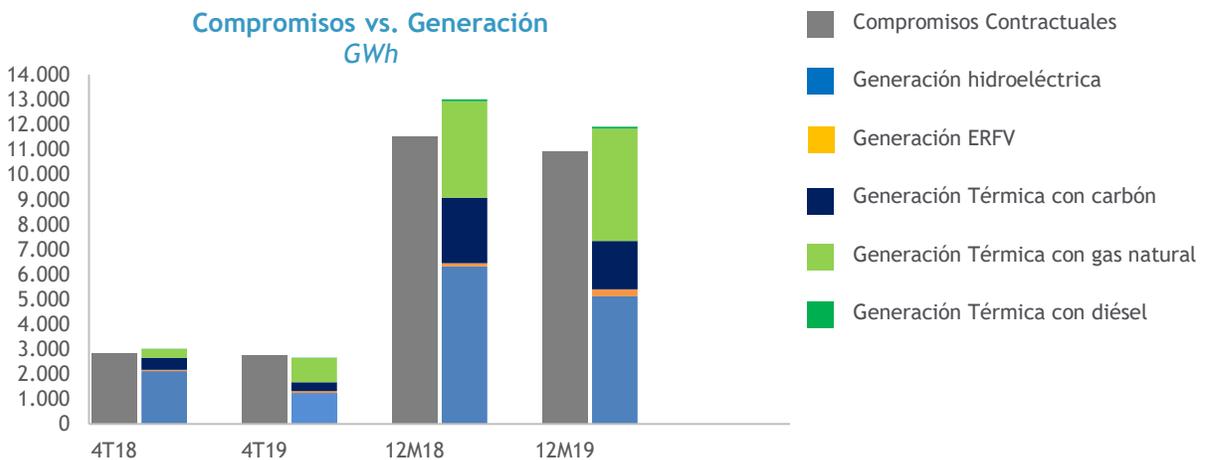
■ ■ ■ El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró compras netas por 180 GWh, mientras que el 4T18 se registraron ventas netas por 127 GWh, como resultado de la menor generación durante el 4T19.

En **términos acumulados**, el mercado spot registró ventas netas por 735 GWh, un 40% menor comparado con Dic18, por las mismas razones que explican las diferencias trimestrales.

■ ■ ■ **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 46% y 82% respectivamente. Por su parte, las cuencas de Laja, Biobío y Chapo presentan un déficit de 11% y 10% y 3% respectivamente.

Durante 4T19 la generación del SEN aumentó un 1% respecto a igual periodo del año 2018 (19.046 GWh en 4T18 vs. 19.281 GWh en 4T19). Durante el trimestre se registró una mayor generación de ERFV (3.022 GWh en 4T18 vs. 3.579 GWh en 4T19), asociada a un incremento en la capacidad instalada de estas tecnologías y una mayor generación a gas (1.779 GWh en el 4T18 a 2.546 GWh en 4T19) y a carbón (5.557 GWh en 4T18 vs. 6.786 GWh en 4T19). Por su parte, la generación hidroeléctrica disminuyó un 27% (8.020 GWh en 4T18 vs. 5.835 GWh en 4T19). Asimismo, disminuyó la generación diésel (197 GWh en 4T18 a 9 GWh en 4T19). El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel disminuyó respecto al 4T18, promediando US\$35,6/MWh en el 4T19, comparado con US\$52,7/MWh en el 4T18.

En términos acumulados, la generación del SEN aumentó 1% respecto al año 2018 (76.568 GWh en 2018 vs. 77.150 GWh en 2019), explicado principalmente por un incremento en la generación con gas en el sistema (11.493 GWh en 2018 vs. 14.193 GWh en 2019), asimismo la generación ERFV también aumentó (9.545 GWh en 2018 vs. 11.117 GWh en 2019). Por otra parte, la generación hidroeléctrica del sistema disminuyó (23.190 GWh en 2018 vs. 20.792 GWh en 2019) producto de la sequía que afecta las principales cuencas del país; en la misma línea, también disminuyó la generación con Carbón y Diésel un 2% y un 64% respectivamente.



## 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 4T18, 4T19 y acumulado a Dic18 y Dic19.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
4.045	3.911	Total Ventas Físicas (GWh)	1.160	825	(3%)	(29%)
3.001	2.922	Clientes bajo Contrato	717	733	(3%)	2%
1.044	988	Ventas en el Mercado Spot	443	92	(5%)	(79%)
552	525	Potencia (MW)	554	558	(5%)	1%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
3.914	3.767	Total Generación (GWh)	1.186	713	(4%)	(40%)
3.914	3.767	Gas	1.186	713	(4%)	(40%)
210	232	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	131	11%	-
834	756	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	443	(39)	(9%)	-

Las ventas físicas durante el 4T19 alcanzaron 825 GWh, disminuyendo un 29% respecto al 4T18. Las menores ventas físicas son explicadas principalmente por la menor generación del trimestre producto de la falla en una de las turbinas a gas de la planta.

En términos acumulados, las ventas físicas alcanzaron 3.911 GWh, disminuyendo un 3% respecto a Dic18, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 713 GWh, disminuyendo un 40% respecto al 4T18 producto de la menor disponibilidad de la planta debido a la falla previamente mencionada.

En términos acumulados, la generación alcanzó los 3.767 GWh, disminuyendo un 4% respecto a Dic18, principalmente por la menor disponibilidad de la central durante el 2019 debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, compensada parcialmente producto de la menor duración del mantenimiento mayor durante el 2019 en comparación con el 2018.

El balance en el mercado spot registró compras netas por 39 GWh, en comparación con las ventas netas por 443 GWh durante el trimestre del año anterior debido a la menor generación producto de la falla previamente mencionada.

En términos acumulados, a Dic19 el balance en el mercado spot alcanzó ventas netas por 756 GWh, disminuyendo en 78 GWh respecto a Dic18, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Mix de generación en Perú: La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), aumentó un 3,5% respecto al 4T18 producto de una condición hidrológica más favorable del río Mantaro (principal complejo hidroeléctrico de Perú). La generación térmica por su parte disminuyó un 1,6% respecto al 4T18. La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica del 4T19 fue de un 2,6%.

### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 4T18, 4T19 y acumulado a Dic18 y Dic19.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
1.529,4	1.487,4	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>385,7</b>	<b>352,1</b>	<b>(3%)</b>	<b>(9%)</b>
706,6	580,7	Venta a Clientes Regulados	166,6	133,8	(18%)	(20%)
627,8	687,3	Venta a Clientes Libres	180,0	186,5	9%	4%
111,0	121,6	Ventas de Energía y Potencia	16,8	7,6	10%	(55%)
56,4	61,2	Peajes	24,3	12,9	9%	(47%)
27,6	36,6	Otros Ingresos	7,3	11,2	33%	54%
<b>(731,6)</b>	<b>(692,0)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(145,5)</b>	<b>(142,6)</b>	<b>(5%)</b>	<b>(2%)</b>
(128,2)	(120,1)	Peajes	(32,2)	(20,9)	(6%)	(35%)
(45,5)	(64,8)	Compras de Energía y Potencia	(10,3)	(18,8)	42%	83%
(355,5)	(337,3)	Consumo de Gas	(51,5)	(64,1)	(5%)	25%
(16,4)	(12,7)	Consumo de Petróleo	(3,6)	(1,0)	(23%)	(73%)
(86,8)	(73,6)	Consumo de Carbón	(19,2)	(14,4)	(15%)	(25%)
(99,3)	(83,4)	Otros	(28,8)	(23,5)	(16%)	(18%)
<b>797,7</b>	<b>795,4</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>240,2</b>	<b>209,4</b>	<b>(0%)</b>	<b>(13%)</b>
(79,8)	(74,4)	Gastos por Beneficios a Empleados	(19,5)	(19,4)	(7%)	(1%)
(33,9)	(24,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(10,5)	(7,1)	(29%)	(32%)
(237,0)	(250,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(60,0)	(60,7)	6%	1%
<b>447,1</b>	<b>446,6</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>150,2</b>	<b>122,3</b>	<b>(0%)</b>	<b>(19%)</b>
<b>684,1</b>	<b>697,1</b>	<b>EBITDA</b>	<b>210,2</b>	<b>182,9</b>	<b>2%</b>	<b>(13%)</b>
20,4	22,1	Ingresos Financieros	6,0	5,9	9%	(2%)
(83,9)	(91,1)	Gastos Financieros	(20,8)	(22,5)	9%	9%
(12,6)	(7,2)	Diferencias de Cambio	(3,1)	(1,5)	(43%)	(50%)
11,4	9,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,8	2,0	(20%)	11%
(53,6)	(109,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(34,2)	(84,1)	104%	146%
<b>(118,3)</b>	<b>(176,4)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(50,2)</b>	<b>(100,3)</b>	<b>49%</b>	<b>100%</b>
<b>328,8</b>	<b>270,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>99,9</b>	<b>22,0</b>	<b>(18%)</b>	<b>(78%)</b>
(98,4)	(68,2)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(32,6)	(2,5)	(31%)	(92%)
<b>230,4</b>	<b>202,0</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>67,4</b>	<b>19,5</b>	<b>(12%)</b>	<b>(71%)</b>
<b>240,3</b>	<b>203,0</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>71,9</b>	<b>18,2</b>	<b>(16%)</b>	<b>(75%)</b>
(9,9)	(1,1)	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(4,5)</b>	<b>1,2</b>	-	-

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	dic-18	dic-19
Chile (CLP / US\$)	694,77	748,74
Chile UF (CLP/UF)	27.565,79	28.309,94
Perú (PEN / US\$)	3,38	3,32

### 3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T18, 4T19 y acumulado a Dic18 y Dic19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
1.313,1	1.265,4	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>332,0</b>	<b>292,7</b>	(4%)	(12%)
599,3	469,2	Venta a Clientes Regulados	142,6	104,9	(22%)	(26%)
598,2	680,4	Venta a Clientes Libres	173,1	186,8	14%	8%
93,4	101,7	Ventas de Energía y Potencia	10,5	4,6	9%	(56%)
(0,0)	0,0	Peajes	-	-0,1	-	-
22,3	14,1	Otros Ingresos	5,9	(3,5)	(37%)	(160%)
<b>(627,8)</b>	<b>(622,3)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(110,5)</b>	<b>(122,7)</b>	(1%)	11%
(160,7)	(150,9)	Peajes	(39,6)	(27,8)	(6%)	(30%)
(39,0)	(63,9)	Compras de Energía y Potencia	(10,3)	(18,4)	64%	80%
(263,1)	(258,5)	Consumo de Gas	(26,2)	(43,4)	(2%)	66%
(15,1)	(12,7)	Consumo de Petróleo	(3,6)	(1,0)	(16%)	(73%)
(86,8)	(73,6)	Consumo de Carbón	(19,2)	(14,4)	(15%)	(25%)
(63,1)	(62,8)	Otros	(11,6)	(17,7)	(1%)	53%
<b>685,3</b>	<b>643,1</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>221,5</b>	<b>170,0</b>	(6%)	(23%)
(73,6)	(68,2)	Gastos por Beneficios a Empleados	(18,0)	(17,5)	(7%)	(3%)
(29,9)	(20,1)	Otros Gastos, por Naturaleza	(16,4)	(5,7)	(33%)	(65%)
(189,8)	(193,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(47,8)	(48,5)	2%	1%
<b>392,0</b>	<b>361,4</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>139,3</b>	<b>98,4</b>	(8%)	(29%)
<b>581,7</b>	<b>554,9</b>	<b>EBITDA</b>	<b>187,1</b>	<b>146,9</b>	(5%)	(22%)

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 4T18 y acumulado a Dic18 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 4T19 ascendieron a **US\$292,7 millones**, disminuyendo un 12% respecto de los ingresos percibidos el 4T18, principalmente debido a las menores ventas físicas a clientes regulados y al mercado spot y una disminución en el precio promedio de los contratos tanto de clientes regulados como libres principalmente debido a indexaciones asociadas al precio de carbón y diésel, parcialmente compensadas por mayores ventas físicas a clientes libres.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic19 ascendieron a **US\$1.265,4 millones**, disminuyendo un 4% respecto al Dic18, principalmente producto de menores ventas físicas y precio promedio de los contratos de clientes regulados, dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas y precio promedio de los contratos de clientes libres.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** totalizaron **US\$122,7 millones**, aumentando un 11% respecto al 4T18, principalmente producto del mayor consumo de gas y las mayores compras de energía y las mayores compras de energía y potencia registradas durante el periodo.

**En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic19 ascendieron a **US\$622,3 millones**, disminuyendo un 1% respecto a Dic18, principalmente explicado por (1) el menor consumo de carbón asociado a la menor disponibilidad de la central Santa María durante el año; y (2) una disminución los pagos de peajes registrados durante el periodo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores compras de energía y potencia registradas durante el periodo.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 4T19 alcanzó **US\$146,9 millones**, disminuyendo un 22% respecto al EBITDA de US\$187,1 millones al 4T18, debido principalmente a la disminución en los ingresos de actividades ordinarias registrados durante el trimestre.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic19 alcanzó **US\$554,9 millones**, disminuyendo un 5% respecto al EBITDA acumulado a Dic18 por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales, parcialmente compensado por (1) menores gastos como resultado del plan de eficiencias y (2) las menores materias primas y combustibles utilizados.

### 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 4T18, 4T19 y acumulado a Dic18 y Dic19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
77,4	83,4	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	19,7	20,2	8%	2%
77,1	83,4	Peajes	19,5	20,2	8%	4%
0,3	0,1	Otros Ingresos	0,2	(0,1)	(84%)	-
(10,3)	(10,2)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(2,4)	(2,7)	(1%)	-
(0,6)	(2,1)	Peajes	(0,3)	(0,2)	231%	-
(9,7)	(8,1)	Otros	(2,1)	(2,5)	(16%)	17%
67,1	73,2	<b>MARGEN BRUTO</b>	17,3	17,5	9%	1%
(0,6)	(1,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,3)	(0,4)	72%	28%
(13,9)	(11,1)	Gastos por Depreciación y Amortización	(3,6)	(0,3)	(21%)	(92%)
52,6	61,2	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	13,4	16,8	16%	26%
66,5	72,3	<b>EBITDA</b>	16,9	17,1	9%	1%

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 4T18 y acumulado a Dic18 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 4T19 ascendieron a US\$20,2 millones**, de los cuales un 39% corresponden a ingresos de activos nacionales, 6% a zonales y 55% corresponde al segmento dedicado. Los mayores ingresos respecto al 4T18 se explican principalmente por mayores ingresos de transmisión zonal debidos a la publicación del decreto 6T en octubre 2018, el cual entró en vigencia en enero 2019 y modificó la tarificación de dichos activos.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias alcanzaron **US\$83,4 millones**, de los cuales un 36% corresponden a ingresos de activos nacionales, 10% a zonales y 54% corresponde al segmento dedicado. Los ingresos aumentaron un 8% respecto a Dic18, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El EBITDA del 4T19 alcanzó **US\$17,1 millones**, en línea respecto al EBITDA registrado durante el 4T18. **En términos acumulados**, el EBITDA a Dic19 ascendió a **US\$72,3 millones**, aumentando un 9% respecto al Dic18, principalmente debido al aumento en los ingresos de actividades ordinarias anteriormente explicado.

### 3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 4T18, 4T19 y acumulado a Dic18 y Dic19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
159,5	174,8	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>38,4</b>	<b>47,3</b>	<b>10%</b>	<b>23%</b>
107,3	111,5	Ventas a clientes Regulados	24,0	28,9	4%	21%
29,6	32,4	Venta a Clientes Libres	7,0	8,2	9%	17%
17,6	19,9	Ventas Otras Generadoras	6,3	3,0	13%	(52%)
5,0	11,0	Otros Ingresos	1,1	7,2	121%	-
(114,2)	(95,7)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(29,4)</b>	<b>(25,4)</b>	<b>(16%)</b>	<b>(14%)</b>
(6,5)	(1,0)	Compras de Energía y Potencia	(0,0)	(0,3)	(85%)	-
(92,4)	(78,8)	Consumo de Gas	(25,3)	(20,8)	(15%)	(18%)
(1,4)	0,0	Consumo de Diésel	-	-	-	-
(14,9)	(12,5)	Otros	(3,5)	(3,4)	(16%)	(4%)
<b>45,3</b>	<b>79,1</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>9,0</b>	<b>21,9</b>	<b>75%</b>	<b>143%</b>
(6,1)	(6,2)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,5)	(1,9)	1%	27%
(3,4)	(2,9)	Otros Gastos, por Naturaleza	(1,4)	(1,0)	(13%)	(25%)
(33,3)	(45,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,6)	(11,9)	38%	39%
<b>2,5</b>	<b>24,0</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>7,1</b>	-	-
<b>35,7</b>	<b>69,9</b>	<b>EBITDA</b>	<b>6,1</b>	<b>19,0</b>	<b>96%</b>	<b>209%</b>

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 Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T19 ascendieron a US\$47,3 millones**, aumentando un 23% respecto a los ingresos percibidos en 4T18, principalmente por: (1) un ingreso no recurrente de US\$6,2 millones derivado del laudo arbitral que exigió a Calidda el pago de una indemnización por los ingresos que Fenix dejó de percibir por el incumplimiento del acuerdo Marco entre ambas compañías y (2) mayores ingresos por venta a clientes regulados y a clientes libres, parcialmente compensados por menores ventas a otras generadoras. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic19 ascendieron a **US\$174,8 millones**, aumentando 10% respecto a Dic18 principalmente por (1) el ingreso no recurrente de Calidda y (2) mayores ventas a clientes regulados, libre y a otras generadoras.

■ ■ ■ Los **costos de materias primas y consumibles utilizados alcanzaron US\$25,4 millones**, disminuyendo un 14% respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución se explica principalmente por un menor consumo de gas producto de: (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) menor generación a gas producto de la menor disponibilidad de la central durante el periodo.

**En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron **US\$95,7 millones** a Dic19, disminuyendo un 16% en comparación a Dic18, explicado principalmente por: (1) un menor consumo de gas durante el trimestre debido a (i) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, (ii) la activación de los gastos de transporte y distribución de gas por US\$3,5 millones durante el mantenimiento mayor del año 2019 y (2) las menores Compras de Energía y Potencia en el mercado spot a Dic19, principalmente 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\$19,0 millones** al 4T19, mayor que el EBITDA de US\$6,1 millones registrado en el 4T18, principalmente por (1) los ingresos no recurrentes recibidos por parte de Calidda durante el periodo, (2) mayores ventas a clientes libres y a otras generadoras y (3) 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 4T19 hubiese ascendido a US\$15,5 millones.

**En términos acumulados**, el **EBITDA de Fenix a Dic19 alcanzó US\$69,9 millones** vs. el EBITDA de US\$35,7 millones a Dic18. El aumento se explica principalmente por (1) el reconocimiento del contrato de distribución de gas de Calidda como arrendamiento financiero, (2) los mayores ingresos percibidos y (3) el reconocimiento del ingreso no recurrente por parte de Calidda de US\$6,2 millones derivado del laudo arbitral antes explicado.

### 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 4T18, 4T19 y acumulado a Dic18 y Dic19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acur dic-18	Cifras Acur dic-19		Cifras Trimestrales		Var %	Var %
			4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
20,4	22,1	Ingresos Financieros	6,0	5,9	9%	(2%)
(83,9)	(91,1)	Gastos Financieros	(20,8)	(22,5)	9%	9%
(12,6)	(7,2)	Diferencias de Cambio	(3,1)	(1,5)	(43%)	(50%)
11,4	9,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,8	2,0	(20%)	11%
(53,6)	(109,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(34,2)	(84,1)	104%	146%
(118,3)	(176,4)	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(50,2)</b>	<b>(100,3)</b>	<b>49%</b>	<b>100%</b>
328,8	270,2	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>99,9</b>	<b>22,0</b>	<b>(18%)</b>	<b>(78%)</b>
(98,4)	(68,2)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(32,6)	(2,5)	(31%)	(92%)
230,4	202,0	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>67,4</b>	<b>19,5</b>	<b>(12%)</b>	<b>(71%)</b>
240,3	203,0	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>71,9</b>	<b>18,2</b>	<b>(16%)</b>	<b>(75%)</b>
(9,9)	(1,1)	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(4,5)</b>	<b>1,2</b>	-	-

El **resultado no operacional** el 4T19 presentó una pérdida de **US\$100,3 millones**, mayor que la pérdida de US\$50,2 millones en 4T18. La mayor pérdida se explica principalmente por un mayor registro contable de provisiones por deterioro de activos individuales. De estos cabe destacar los deterioros por un total de US\$48 millones de los proyectos hidroeléctricos San Pedro y Guaiquivilo Melado para reflejar el impacto de los menores precios de suministro eléctrico proyectado sobre el valor libro de estos proyectos.

En términos acumulados, el **resultado no operacional** a Dic19 presentó una pérdida de **US\$176,4 millones**, mayor a la pérdida de US\$118,3 millones registrada a Dic18, debido principalmente (1) las mayores provisiones por deterioros explicados anteriormente, 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 el efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el año.

El **gasto por impuestos** del 4T19 ascendió a **US\$2,5 millones**, disminuyendo un 92% respecto al gasto observado en 4T18, principalmente por el reconocimiento de impuestos diferidos por la pérdida tributaria generada producto del término de giro de la sociedad Termoeléctrica Nehuenco S.A.

En términos acumulados, el **gasto por impuestos** a Dic19 alcanzó los **US\$68,2 millones**, disminuyendo un 29% respecto a Dic18 principalmente debido a (1) menores ganancias antes de impuestos registradas durante el periodo y (2) apreciación de del tipo de cambio PEN/USD durante el periodo.

La Compañía presentó en el 4T19 una **ganancia** que alcanzó los **US\$19,5 millones**, un 71% menor a la ganancia de US\$67,4 millones del 4T18. La menor ganancia se explica principalmente por (1) las mayores provisiones por deterioros previamente mencionados y (2) un menor EBITDA registrado durante el periodo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores gastos por impuestos a las ganancias.

En términos acumulados, la **ganancia** a Dic19 alcanzó **US\$202,0 millones**, disminuyendo un 12% respecto a la ganancia acumulada a Dic18, principalmente por las mayores provisiones por deterioros mencionados anteriormente.

## 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic18 y Dic19. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-18	dic-19	Var	Var %
Activos corrientes	1.151,3	1.139,4	(11,9)	(1%)
Activos no corrientes	5.627,1	5.565,9	(61,2)	(1%)
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.778,3</b>	<b>6.705,3</b>	<b>(73,0)</b>	<b>(1%)</b>
Pasivos corrientes	345,4	338,3	(7,0)	(2%)
Pasivos no corrientes	2.576,0	2.631,4	55,3	2%
Patrimonio neto	3.856,9	3.735,6	(121,3)	(3%)
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6.778,3</b>	<b>6.705,3</b>	<b>(73,0)</b>	<b>(1%)</b>

**Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$1.139,4 millones a Dic19, en línea respecto al cierre de Dic18.

**Activos No Corrientes:** Registraron US\$5.565,9 millones a Dic19, disminuyendo un 1% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic18, principalmente debido a una disminución en las propiedades, plantas y equipos producto de: (i) la depreciación del ejercicio, (ii) provisiones por deterioro de activos previamente mencionados y (iii) la venta del central diésel Antilhue (103 MW). La disminución fue parcialmente compensada por el 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\$118 millones.

**Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$338,3 millones a Dic19, disminuyendo un 2% respecto a los pasivos corrientes registrados a Dic18, principalmente debido a una disminución en el saldo de cuentas por pagar; parcialmente compensado por un aumento en otros pasivos corrientes.

**Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$2.631,4 millones al cierre de Dic19, aumentando un 2% 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\$122 millones.

**Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.735,6 millones, disminuyendo un 3% respecto al cierre de Dic18, principalmente debido al reparto de dividendos registrado durante el periodo: (1) en mayo 2019 se repartieron un total de US\$256,1 millones, de los cuales US\$156,1 millones fueron con cargo a las utilidades del 2018 y US\$100,0 millones se repartieron con cargo a utilidades de ejercicios anteriores; y (2) en diciembre 2019 se repartieron US\$89,6 millones como dividendo provisorio con cargo a las utilidades 2019. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la utilidad registrada durante el año.

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

	dic-18	dic-19	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.603,3	1.678,7	75,4	5%
Inversiones Financieras**	788,1	797,3	9,2	1%
Deuda Neta	815,2	881,3	66,2	8%
EBITDA LTM	684,1	697,1	13,0	2%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,3	0,1	6%

(\*) 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\$14,2 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, y (3) un leasing financiero por US\$121,8 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

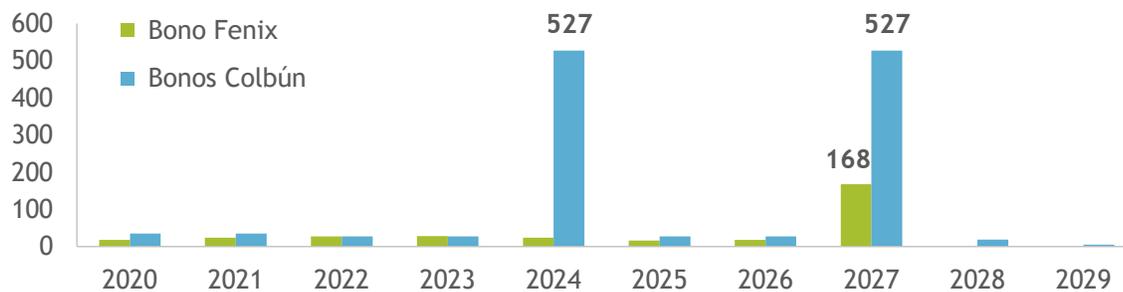
(\*\*) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

**Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo**

Vida Media	5,9 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 a Dic18 y Dic19. 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	dic-19	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,33	3,37	1%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,21	3,22	1%
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%	11,39%	(4%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,18%	88,61%	0%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,92	3,97	(19%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,90%	5,32%	(10%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,51%	3,01%	(14%)
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,19%	8,34%	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 **3,37x** y **3,22x** a Dic19, aumentando un 1% cada una con respecto a Dic18 producto del aumento en los activos corrientes principalmente debido al mayor saldo de cuentas por cobrar registradas.

■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,79x** a Dic19, aumentando un 5% respecto al valor de 0,76x 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\$122 millones.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Dic19 fue de **11,39%**, disminuyendo respecto al valor de 11,82% a Dic18, principalmente debido a una disminución en el saldo de cuentas por pagar, parcialmente compensado por un aumento en otros pasivos corrientes.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Dic19 fue de **88,61%**, en línea respecto al valor de 88,18% a Dic18.

■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Dic19 fue de **3,97x**, disminuyendo un 19% con respecto al valor obtenido a Dic18 principalmente debido a la disminución de la ganancia antes de impuestos registrada, explicada por los mayores deterioros y el menor EBITDA registrado.

■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Dic19 fue de **5,32%**, disminuyendo un 10% respecto del valor de 5,90% registrado a Dic18. La variación se explica por las menores ganancias registradas durante el periodo, anteriormente explicado.

■ ■ La **Rentabilidad del Activo** a Dic19 fue de **3,01%**, registrando una disminución de 14% con respecto del valor de 3,51% Dic18 producto de las menores ganancias registradas durante el periodo.

■ ■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** fue de **8,34%**, un aumentando de un 2% respecto al valor de 8,19% a Dic18. El aumento se explica principalmente por la disminución de las Propiedades, Plantas y Equipos Neto promedio registrado durante Dic19.

## 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 %	
dic-18	dic-19		4T18	4T19	Ac/Ac	T/T
810,2	788,1	<b>Efectivo Equivalente Inicial*</b>	784,6	780,2	(3%)	(1%)
516,4	565,0	Flujo Efectivo de la Operación	144,4	147,0	9%	2%
(396,5)	(485,0)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(117,3)	(128,4)	22%	9%
(118,6)	(64,0)	Flujo Efectivo de Inversión**	(18,0)	(0,5)	(46%)	(97%)
1,3	16,0	<b>Flujo Neto del Período</b>	9,1	18,0	1131%	98%
(23,4)	(6,8)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(5,6)	(0,9)	(71%)	(83%)
788,1	797,3	<b>Efectivo Equivalente Final</b>	788,1	797,3	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 4T19, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$18,0 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto positivo de US\$9,1 millones del 4T18.

**Actividades de la operación:** Durante el 4T19 se generó un flujo neto positivo de US\$147,0 millones, en línea respecto al flujo de operación registrado al 4T18.

**En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de US\$565,0 millones a Dic19, un 9% mayor respecto al flujo neto positivo de US\$516,4 millones a Dic18, explicado principalmente por menores anticipos en los pagos de impuesto a la renta.

**Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$128,4 millones durante el 4T19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$117,3 millones al 4T18, esto producto de la clasificación del contrato con Calidda como leasing financiero, registrando dichos egresos como gastos financieros.

**En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$485,0 millones a Dic19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$396,5 millones a Dic18, principalmente debido a: (1) el mayor pago de dividendos registrados durante el periodo y (2) el registro del contrato con Calidda como leasing financiero.

**Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$0,5 millones durante el 4T19, que se compara con desembolsos de US\$18,0 millones al 4T18. El menor flujo neto negativo se explica principalmente por los ingresos percibidos producto de la venta de la central térmica Antilhue.

**En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$64,0 millones a Dic19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$118,6 millones a Dic18, principalmente por (1) menores desembolsos por las inversiones realizadas el primer semestre de 2018 para la construcción de la central La Mina, Ovejería y la Subestación Puente Negro. y (2) ingresos recibidos por la venta de la central termoeléctrica Antilhue.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.811 MW conformada por 2.188 MW en unidades térmicas, 1.614 MW en unidades hidráulicas y 9 MW del parque solar fotovoltaico PMGD Ovejería. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa el 15% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 7% 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 937 Km de líneas de transmisión divididas en 335 km de líneas pertenecientes al segmento Nacional, 70 km pertenecientes al segmento Zonal y 532 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 en Chile

El año hidrológico iniciado en el mes de abril, presenta al 31 de diciembre una probabilidad de excedencia del SEN de un 90%. 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.

Durante 2019, Colbún se ha adjudicado el contrato de suministro de mediano plazo con clientes libres por 500 GWh/año aproximadamente y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos. Adicionalmente, durante el mes de noviembre Colbún se adjudicó un contrato de suministro de energía renovable por 3.000 GWh/año para sus faenas Escondida y Spence. Dicho contrato inicia suministro de energía a partir de enero del 2022, por un periodo de 10 años.

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 cuarto trimestre de 2019, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 30%, siendo 51% el valor registrado en igual trimestre de 2018. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del cuarto 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 avance, incluyendo proyectos eólicos, solares, hidroeléctricos y de ampliación y normalización de sus actuales activos 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, desde la fecha de adjudicación, cuatro años para las etapas de estudios y permisos más tres años para la construcción.

Durante el cuarto trimestre de 2019 se concluyó la etapa de factibilidad, con lo cual, se confirmó el potencial energético del recurso eólico disponible en la zona. Además, se finalizó la etapa de ingeniería básica y comenzaron los primeros encuentros con las comunidades y partes interesadas del proyecto, las cuáles han manifestado acuerdo con su desarrollo.

**■ ■ ■ 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 SEN.

Durante el cuarto trimestre de 2019 se obtuvo la Resolución de Calificación Ambiental de ambos proyectos. Además, se solicitó al Ministerio de Bienes Nacionales la servidumbre para el trazado de la línea de alta tensión y se revisan las ofertas recibidas por una parte del equipamiento. Se avanzó en la preparación de los antecedentes para la solicitud de conexión con aplicación del Art 102 de la ley eléctrica.

**■ ■ ■ 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 cuarto trimestre de 2019 se continuó con la fase de factibilidad, realizando estudios de ingeniería y ambientales para poder contar con los antecedentes para iniciar una tramitación ambiental durante el primer semestre de 2020.

**■ ■ ■ 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 cuarto trimestre 2019, se ingresó a tramitación la DIA del proyecto, la cual fue declarada admisible.

**■ ■ ■ 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  $9 \text{ MW}_{AC} / 10,5 \text{ MW}_{DC}$ , por lo cual se enmarca en la clasificación de un PMGD.

Durante el cuarto trimestre de 2019 se continuó desarrollando la fase de factibilidad, avanzando en los estudios de ingeniería. Se ingresó a tramitación la DIA del proyecto, la cual fue declarada admisible.

**■ ■ ■ 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 4T19, 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 la próxima década.

**■ ■ ■ 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 2019 la autoridad ambiental emitió 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 diciembre 2019 presenta un avance del 98%.

**■ ■ ■ 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 diciembre 2019 presenta un avance del 91%.

**■ ■ ■ 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 diciembre 2019 se encuentra finalizado.

**■ ■ ■ 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 diciembre 2019 presenta un avance del 96%.

■ ■ **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 diciembre 2019 presenta un avance del 98%.

■ ■ **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 diciembre 2019 presenta un avance del 81%.

## 7.4 Cambios regulatorios

Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, cuyo propósito es estabilizar el precio de la generación eléctrica en los niveles vigentes al primer semestre de 2019. Este mecanismo implica postergar el flujo de ingresos que corresponde a la diferencia entre el precio estipulado en los contratos de suministro cuando supere al precio estabilizado, situación que se espera ocurrirá durante los próximos 4 años. Se estima que en el caso de Colbún la postergación puede alcanzar hasta US\$150 millones.

Adicionalmente, en diciembre de 2019 el Congreso aprobó la “Ley Corta de Distribución” (Ley N° 21.194) que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica.

Por último, el segmento transmisión fue estabilizado el 26 de diciembre de 2019, con resolución exenta N° 815 emitida por la Comisión Nacional de Energía (CNE) que corresponde al Cargo Único de transmisión que se aplica a partir de enero 2020. En esta resolución se congelaron los cargos de transmisión, que estaban vigentes desde julio 2019, hasta la publicación del nuevo decreto de valorización de las instalaciones de transmisión correspondientes al cuatrienio 2020-2023, que según estimaciones de la CNE sería publicado en julio de 2022. De acuerdo a las estimaciones del regulador, este congelamiento de tarifas tiene un impacto similar de haberse aplicado la nueva valoración de instalaciones (y la rebaja en la rentabilidad de dichas instalaciones) dentro de los plazos previstos en la ley.

## 7.5 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, 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 en 2017 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

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 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

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.

#### Chile

Desde el 18 de octubre de 2019, Chile ha experimentado una serie de movilizaciones sociales que exigen reformas principalmente en las áreas de educación, seguridad social e ingresos de las personas. Después de que el Gobierno chileno hiciera un llamado a los actores políticos para alcanzar distintos acuerdos en materia de agenda social e institucional, el 15 de noviembre un total de diez partidos políticos con representación parlamentaria firmaron un compromiso llamado "Acuerdo por la Paz y la Nueva Constitución", el cual fijó los criterios para que en abril de 2020 la ciudadanía decida si aprueba o rechaza redactar una nueva constitución y bajo qué procedimiento. Este proceso, que se estima durará hasta fines del año 2021, si es que se aprueba la idea de redactar una nueva constitución, podría introducir cambios al marco institucional aplicable a la actividad empresarial en el país.

Por otro lado, 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.

De esta manera, el Ministerio de Energía está llevando a cabo especialmente discusiones para la elaboración de tres proyectos de ley que impactarían directamente al sector eléctrico. La "Nueva Ley de Distribución", la "Ley de Flexibilidad" y la "Ley de Transmisión Mejorada".

- (i) La "Nueva Ley de Distribución" (Ley Larga) 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.
- (ii) 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.
- (iii) A nivel reglamentario y de Resoluciones que se encuentran en tramitación, cabe señalar el nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia y la Resolución Exenta que establecerá las disposiciones técnicas para la implementación del Mecanismo de Estabilización de tarifas para clientes regulados, comentado anteriormente.

#### Perú

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 entregó su primera propuesta de reforma en diciembre de 2019, la cual reemplaza la declaración de precios por la presentación de los contratos por parte de los generadores térmicos, a fin de que el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES) determine a partir de los mismos los componentes fijos y variables para la fijación del costo marginal.

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 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2019, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuenta corriente remunerada, 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 31 de diciembre de 2019, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$800 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 115 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\$120 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 18%. 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 31% 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 año 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 4T19 el monto remanente del activo en leasing asciende a US\$118 millones, mientras que el pasivo por derecho de uso asciende a US\$122 millones.
  - ii. Un mayor EBITDA anual de US\$16 millones distribuido en forma lineal durante el año.
  - 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](http://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.*