



2° TRIMESTRE 2021



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS  
ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS

Al 30 de junio de 2021

# 2T21

## 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
Gestión de riesgo	25

Conference Call  
Resultados 2T21

Fecha: Viernes 30 de julio 2021

Hora: 12:00 PM Eastern Time  
12:00 PM Chilean Time

US Toll Free: +1 888 506 0062  
International Dial: +1 973 528 0011  
Event Link:  
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/42104>

Contacto Relación con Inversionistas:

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

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 segundo trimestre del año 2021 (2T21) ascendieron a **US\$372,2 millones**, aumentando un 14% respecto a los ingresos registrados el segundo trimestre del año 2020 (2T20), principalmente debido a (1) mayores ventas físicas en el mercado spot tanto en Chile como en Perú producto de la mayor generación registrada durante el trimestre y a una recuperación en la demanda del sistema y (2) mayores ingresos por venta en el segmento regulado. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas físicas a clientes libres, debido principalmente al término del contrato con Anglo American en Dic20.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Jun21 alcanzaron los **US\$707,8 millones**, aumentando un 6% respecto a los ingresos registrados a Jun20, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **EBITDA** consolidado del 2T21 alcanzó **US\$146,6 millones**, disminuyendo un 6% con respecto al EBITDA de US\$155,3 millones del 2T20 principalmente explicado por (1) mayores gastos en dólares, especialmente en remuneraciones producto de la apreciación del tipo de cambio respecto al 2T20 y (2) mayores “Otros gastos, por Naturaleza” asociados a una menor base comparativa producto que en 2T20 los servicios de terceros, capacitaciones, viajes, entre otros, se vieron suspendidos en su mayoría producto de la pandemia.

**En términos acumulados**, el EBITDA a Jun21 totalizó los **US\$284,0 millones**, disminuyendo un 13% respecto a Jun20, principalmente producto de (1) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y (2) mayores costos de materias primas y consumibles. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ingresos operacionales registrados.

El **Resultado no operacional** el 2T21 presentó una pérdida de **US\$40,3 millones**, mayor que la pérdida de US\$22,1 millones en 2T20. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) mayores “Otras pérdidas” registradas en 2T21 asociadas al costo financiero de la venta del segundo y tercer grupo de saldos de cuentas por cobrar generadas por el mecanismo de estabilización de precios de energía (PEC) por US\$14,9 millones, (2) por un menor efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre en comparación con dicho efecto en 2T20 y (3) menores ingresos financieros percibidos durante el semestre debido a las menores tasas de interés.

**En términos acumulados**, el resultado no operacional a Jun21 presentó una pérdida de **US\$84,2 millones**, mayor que la pérdida de US\$71,5 millones a Jun20, por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el registro en “Otras pérdidas” durante el 1T20 asociadas a gastos producto del refinanciamiento del Bono 2024 realizado en Mar20 por US\$17 millones.

El 2T21 se registró un **gasto por impuestos** que ascendió a **US\$21,4 millones**, en comparación con el gasto por impuestos de US\$22,5 millones observado en 2T20, debido a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre y (2) la depreciación del Sol Peruano durante el periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Lo anterior debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

**En términos acumulados**, a Jun21 se registró un gasto por impuestos por **US\$100,7 millones**, en comparación con el gasto por impuesto de US\$44,4 millones a Jun20. El mayor gasto por impuestos se debe principalmente al reconocimiento de un impuesto diferido por US\$64,5 millones, asociado al anuncio de la venta de Colbún Transmisión S.A durante el 1T21 y que corresponde al impuesto aplicado a la diferencia entre valor libro y valor tributario de dicha inversión.

La Compañía presentó en el 2T21 una **ganancia** que alcanzó los **US\$32,9 millones**, comparado con una ganancia de US\$49,7 millones registrada durante el 2T20 principalmente explicados por las mayores pérdidas registradas en el resultado no operacional mencionado anteriormente y un menor resultado operacional.

En términos acumulados, la compañía presentó una pérdida de **US\$8,3 millones** a Jun21, que se compara con ganancia de US\$90,1 millones a Jun20. Esta pérdida se explica principalmente por (1) el mayor gasto por impuestos y (2) el menor resultado de la operación, explicados anteriormente.

### Hechos destacados del trimestre:

---

■ ■ ■ Respecto a la contingencia de la **pandemia COVID-19**, las centrales de la Compañía continúan operando con normalidad y Colbún continúa tomado acciones considerando dos focos prioritarios; (1) resguardar la salud de trabajadores, colaboradores, proveedores y nuestras comunidades aledañas y (2) asegurar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. Respecto al impacto del COVID-19 en la demanda de energía, aún existe incertidumbre sobre cómo y por cuánto tiempo se extenderá esta contingencia. La demanda de energía en Chile ha experimentado un crecimiento de aproximadamente un 6,1% durante el 2T21 respecto al 2T20 y 1,3% en los últimos 12 meses, mientras que Perú ha experimentado un crecimiento de aproximadamente un 31,1% durante el trimestre y de 6,0% últimos 12 meses.

■ ■ ■ El 01 de abril Colbún **vendió a Chile Electricity PEC SpA** el segundo grupo de saldos de cuentas por cobrar asociadas al mecanismo de estabilización de precios de energía, Ley 21.185. Posteriormente, con fecha 30 de junio, se concretó la venta del tercer grupo de saldos generados a favor de la Compañía. Estas ventas, en su conjunto comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal de US\$56,4 millones. Cabe señalar que el diferencial entre el monto nominal de los saldos vendidos y el precio de compra será registrado como “Otras pérdidas” del ejercicio 2021. En el segundo trimestre 2021 fueron registrados US\$14,9 millones por este concepto asociados al segundo y tercer grupo de cuentas así vendidas.

■ ■ ■ Con fecha 12 de mayo fueron pagados dividendos por un total de **US\$246,3 millones**. Este pago se compone de (1) un dividendo definitivo por US\$81,7 millones, y (2) un dividendo eventual, con cargo a las utilidades de los ejercicios anteriores, por US\$ 164,6 millones. Sobre lo anterior, y considerando los US\$81,2 millones pagados en diciembre 2020 como dividendo provisorio, la distribución total de dividendos distribuidos asciende a US\$ 327,5 millones.

## 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 2T20 y 2T21 y acumulado a Jun20 y Jun21.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	T/T
5.915	5.617	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>3.020</b>	<b>3.088</b>	(5%)	2%
1.572	1.521	Clientes Regulados	784	794	(3%)	1%
3.442	3.379	Clientes Libres	1.736	1.674	(2%)	(4%)
901	717	Ventas en el Mercado Spot	501	620	(20%)	24%
<b>1.426</b>	<b>1.319</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.428</b>	<b>1.316</b>	<b>(7%)</b>	<b>(8%)</b>

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	T/T
6.098	5.606	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>3.114</b>	<b>3.178</b>	<b>(8%)</b>	<b>2%</b>
2.101	2.042	Hidráulica	982	1.155	(3%)	18%
3.947	3.510	Térmica	2.108	1.998	(11%)	(5%)
2.616	1.929	Gas	1.425	1.207	(26%)	(15%)
63	164	Diésel	32	45	161%	44%
1.268	1.417	Carbón	651	745	12%	14%
51	53	ERFV	24	26	5%	5%
41	44	Eólica*	21	22	7%	5%
10	9	Solar	3	3	(4%)	0%
0	174	<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	-	-
<b>901</b>	<b>542</b>	<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>501</b>	<b>620</b>	<b>(40%)</b>	<b>24%</b>

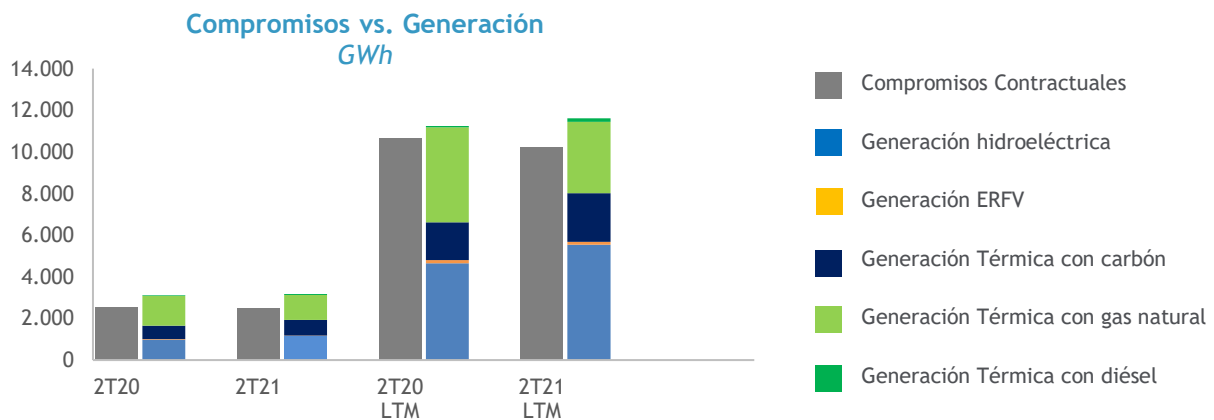
(\*): Corresponde a la energía comprada a las centrales Punta Palmeras, propiedad de Acciona.  
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 2T21 alcanzaron **3.088 GWh**, aumentando un 2% en comparación con el 2T20, principalmente explicadas por mayores ventas en el mercado spot, debido a la mayor generación registrada durante el trimestre y mayores ventas en el mercado regulado. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores ventas a clientes libres producto del vencimiento del contrato con Anglo American en Dic20. Por su parte, la **generación** del trimestre aumentó un 2% respecto al 2T20, principalmente por (1) una mayor generación hidroeléctrica (+174 GWh) debido principalmente a una mayor generación de la Central Colbún respecto al 2T20 y (2) una mayor generación a carbón (+94 GWh) debido a un mayor despacho económico de la Central Santa María durante el trimestre. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación en base a gas (-219 GWh) producto de la menor disponibilidad de gas respecto al mismo trimestre del año anterior.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a Jun21 alcanzaron **5.617 GWh**, disminuyendo un 5% respecto a Jun20, principalmente debido a (1) menores ventas en el mercado spot explicadas por la menor generación registrada durante el 1T21, (2) menores ventas a clientes libres producto del vencimiento del contrato con Anglo American mencionado anteriormente y (3) menores ventas a clientes regulados. Por su parte, la **generación acumulada** a Jun21 disminuyó un 8% respecto a Jun20, principalmente debido a (1) una menor generación a gas (-687 GWh) debido a una menor importación de GNL y producto de la menor disponibilidad de gas argentino respecto al periodo anterior y (2) menor generación hidroeléctrica (-493 GWh) debido a condiciones hidrológicas menos favorables.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación en base a carbón (+149 GWh) y diésel (+101 GWh) producto del mayor despacho económico.

El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por 620 GWh, mientras que el 2T20 se registraron ventas netas por 501 GWh. Esta variación se explica principalmente por la mayor generación durante el trimestre. En términos acumulados, a Jun21, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 542 GWh, mientras que a Jun20 se registraron ventas netas por 901 GWh. Esta variación se explica principalmente por una menor generación acumulada a Jun21.



El **Mix de generación en Chile**: A Jun-21, el año hidrológico (Abr21-Mar22) inició con precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN. De este modo, los déficits fueron: Aconcagua: -73%; Maule: -63%; Laja: -4%; Biobío: -28%; mientras que en el Chapo se presenta un superávit del 10%. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel aumentó respecto al 1T20, promediando US\$68/MWh en el 1T21, comparado con US\$42/MWh.

jun-20	jun-21	Generación	Cifras Trimestrales	
			2T20	2T21
38.941	40.091	<b>Total Generación (GWh)</b>	19.010	20.174
8.039	8.070	Hidráulica	3.204	3.722
8.767	7.312	Térmica Gas	4.627	4.252
441	863	Térmica Diésel	308	191
14.887	15.040	Térmica Carbón	7.745	7.844
2.280	2.932	ERFV Eólica	1.141	1.487
3.311	4.529	ERFV Solar	1.375	1.954
1.217	1.345	Otros	611	723



## 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 2T20 y 2T21 y acumulado a Jun20 y Jun21.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-20	jun-21		2T20	2T21	T/T	Ac/Ac
1.142	1.439	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	627	878	40%	26%
928	1.013	Clientes bajo Contrato	413	504	22%	9%
214	426	Ventas en el Mercado Spot	214	374	-	99%
559	562	<b>Potencia (MW)</b>	560	563	1%	1%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-20	jun-21		2T20	2T21	T/T	Ac/Ac
856	1.299	<b>Total Generación (GWh)</b>	513	778	52%	52%
856	1.299	Gas	513	778	52%	52%

313	178	Compras en el Mercado Spot (GWh)	128	120	(6%)	-
(99)	248	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	86	254	-	-

Las ventas físicas durante el 2T21 alcanzaron **878 GWh**, aumentando un 40% respecto al 2T20. Las mayores ventas físicas son explicadas principalmente por (1) las mayores ventas en el mercado spot como resultado de la mayor generación de la central durante el periodo y (2) las mayores ventas a clientes bajo contrato asociadas principalmente a (i) la recuperación de la demanda del mercado regulado producto de la pandemia y (ii) el ingreso de nuevos contratos por 40 MW durante el trimestre. Por su parte, la **generación térmica** a gas de Fenix alcanzó **778 GWh**, aumentando un 52% respecto al 2T20 principalmente producto del mayor despacho de la central asociada a la recuperación de la demanda eléctrica en el mercado peruano.

En **términos acumulados**, a Jun21 las ventas físicas alcanzaron **1.439 GWh**, aumentando un 26% respecto a Jun20 principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, la generación acumulada a Jun21 alcanzó los **1.299 GWh**, aumentando un 52% respecto a Jun20 principalmente por (1) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y (2) producto de la reparación de la turbina de gas TG12 y del mantenimiento preventivo de la turbina de gas TG11 realizada durante el 1T20.

El **balance en el mercado spot** registró ventas netas por **254 GWh**, en comparación con las ventas netas por 86 GWh durante el 2T20, debido a la mayor generación registrada en el periodo. En **términos acumulados**, a Jun21 el balance en el mercado spot registró ventas netas por **248 GWh**, en comparación con las compras netas por 99 GWh registradas a Jun20 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 en un 3,9% respecto al mismo periodo del año 2020 debido a la mayor disponibilidad de las centrales hidroeléctricas durante el periodo. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 149,9% durante el 2T21 en comparación con el 2T20, principalmente debido a la mayor demanda del sistema.

La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del 2T21 fue de 31,1%, principalmente debido a la recuperación de la demanda del sistema producto de la gran caída observada en 2T20 asociada a la pandemia.

### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T20 y 2T21 y acumulado a Jun20 y Jun21

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	T/T
669,1	707,8	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>326,5</b>	<b>372,2</b>	<b>6%</b>	<b>14%</b>
210,3	222,6	Venta a Clientes Regulados	95,7	114,9	6%	20%
340,3	335,1	Venta a Clientes Libres	171,8	168,3	(2%)	(2%)
68,9	93,5	Ventas de Energía y Potencia	31,0	66,1	36%	113%
34,9	39,0	Peajes	19,8	12,9	12%	(34%)
14,7	17,6	Otros Ingresos	8,3	9,9	20%	19%
(289,0)	(352,7)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(145,0)</b>	<b>(189,5)</b>	<b>22%</b>	<b>31%</b>
(48,2)	(60,8)	Peajes	(26,6)	(29,6)	26%	11%
(22,6)	(29,3)	Compras de Energía y Potencia	(7,0)	(13,4)	30%	89%
(138,2)	(160,4)	Consumo de Gas	(69,7)	(94,1)	16%	35%
(7,2)	(24,3)	Consumo de Petróleo	(2,9)	(7,6)	236%	159%
(42,0)	(46,3)	Consumo de Carbón	(21,2)	(25,2)	10%	19%
(30,9)	(31,6)	Otros (*)	(17,5)	(19,6)	2%	12%
380,1	355,0	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>181,5</b>	<b>182,7</b>	<b>(7%)</b>	<b>1%</b>
(31,1)	(42,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,0)	(21,5)	38%	35%
(21,4)	(28,1)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(10,3)	(14,4)	31%	40%
(121,6)	(107,6)	Gastos por Depreciación y Amortización	(61,0)	(52,1)	(12%)	(15%)
206,1	176,5	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	<b>94,3</b>	<b>94,6</b>	<b>(14%)</b>	<b>0%</b>
327,6	284,1	<b>EBITDA</b>	<b>155,3</b>	<b>146,7</b>	<b>(13%)</b>	<b>(5%)</b>
8,0	2,4	Ingresos Financieros	3,0	1,1	(70%)	(62%)
(45,2)	(43,6)	Gastos Financieros	(22,7)	(21,4)	(4%)	(6%)
0,1	(2,1)	Diferencias de Cambio	4,9	0,7	-	-
4,5	3,3	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,1	2,0	(26%)	(9%)
(38,8)	(44,2)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(9,4)	(22,7)	14%	140%
(71,5)	(84,2)	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(22,1)</b>	<b>(40,3)</b>	<b>18%</b>	<b>82%</b>
134,6	92,3	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>72,2</b>	<b>54,3</b>	<b>(31%)</b>	<b>(25%)</b>
(44,4)	(100,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(22,5)	(21,4)	127%	(5%)
90,1	(8,3)	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>49,7</b>	<b>32,9</b>	<b>(109%)</b>	<b>(34%)</b>
97,8	(3,8)	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>54,1</b>	<b>35,1</b>	<b>(104%)</b>	<b>(35%)</b>
(7,7)	(4,5)	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(4,5)</b>	<b>(2,2)</b>	-	-

(\*) La Compañía realizó un cambio en el criterio de clasificación en la imputación de costos asociados principalmente a Seguros, Vigilancia, Patentes y Contribuciones, los cuales a partir de este año son imputados como gasto. Por lo tanto, para fines comparativos, las cifras que se presentan al 2T20 y acumuladas a Jun20 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.

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	dic-20	jun-20	jun-21
Chile (CLP / US\$)	710,95	821,23	727,76
Chile UF (CLP/UF)	29.070,33	28.696,42	29.709,83
Perú (PEN / US\$)	3,62	3,54	3,87



### 3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T20 y 2T21 y acumulado a Jun20 y Jun21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	Q/Q
561,7	610,8	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>271,9</b>	<b>322,3</b>	<b>9%</b>	<b>19%</b>
156,0	169,1	Venta a Clientes Regulados	70,6	88,7	8%	26%
330,5	322,7	Venta a Clientes Libres	167,4	162,5	(2%)	(3%)
63,3	84,3	Ventas de Energía y Potencia	27,1	59,4	33%	119%
11,9	34,7	Otros Ingresos	6,9	11,6	191%	68%
<b>(257,4)</b>	<b>(328,1)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(125,0)</b>	<b>(174,6)</b>	<b>27%</b>	<b>40%</b>
(54,4)	(75,4)	Peajes	(26,0)	(36,6)	39%	41%
(20,8)	(28,3)	Compras de Energía y Potencia	(6,6)	(12,7)	36%	93%
(112,5)	(128,0)	Consumo de Gas	(55,1)	(76,9)	14%	40%
(7,2)	(24,1)	Consumo de Petróleo	(2,9)	(7,3)	232%	150%
(42,0)	(46,3)	Consumo de Carbón	(21,2)	(25,2)	10%	19%
(20,6)	(26,0)	Otros (*)	(13,3)	(16,0)	26%	21%
<b>304,3</b>	<b>282,7</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>146,9</b>	<b>147,6</b>	<b>(7%)</b>	<b>0%</b>
(28,0)	(39,5)	Gastos por Beneficios a Empleados	(14,4)	(20,0)	41%	39%
(18,7)	(24,2)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(9,2)	(12,5)	29%	35%
(93,5)	(87,1)	Gastos por Depreciación y Amortización	(46,8)	(43,3)	(7%)	(7%)
<b>164,1</b>	<b>131,9</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	<b>76,5</b>	<b>71,7</b>	<b>(20%)</b>	<b>(6%)</b>
<b>257,5</b>	<b>219,0</b>	<b>EBITDA</b>	<b>123,3</b>	<b>115,1</b>	<b>(15%)</b>	<b>(7%)</b>

(\*) La Compañía realizó un cambio en el criterio de clasificación en la imputación de costos asociados principalmente a Seguros, Vigilancia, Patentes y Contribuciones, los cuales a partir de este año son imputados como gasto. Por lo tanto, para fines comparativos, las cifras que se presentan al 2T20 y acumuladas a Jun20 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 Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 2T21 ascendieron a **US\$322,3 millones**, aumentando un 19% respecto a los ingresos de US\$271,9 millones registrados el 2T20, debido principalmente a (1) mayores ingresos por venta de energía y potencia producto de la mayor generación del periodo y (2) mayores ingresos por venta en el segmento regulado. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas a clientes libres, debido principalmente al término del contrato con Anglo American en Dic20.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Jun21 ascendieron a **US\$610,8 millones**, aumentando un 9% respecto a Jun20, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 2T21 totalizaron **US\$174,6 millones**, aumentando un 40% respecto al 2T20, principalmente producto de (1) un mayor consumo de gas, a pesar de la menor generación del trimestre con dicho combustible, debido a un mayor precio promedio de compra, (2) mayores costos de peajes asociados a la adición de un cargo adicional en los cargos de transmisión, (3) mayores compras de energía y potencia asociados a mayores pagos IT producto de la mayor venta de energía y (4) mayores consumos de petróleo y carbón asociados a una mayor generación con ambos combustibles.

**En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Jun21 totalizaron **US\$328,1 millones**, aumentando un 27% respecto a Jun20, principalmente debido a (1) mayores costos de peajes mencionados anteriormente, (2) un mayor consumo de petróleo asociado a una mayor generación con dicho combustible, (3) un mayor consumo de gas, a pesar de la menor generación, producto de un mayor precio promedio de compra y (4) mayores compras de energía y potencia.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 2T21 alcanzó **US\$115,1 millones**, disminuyendo un 7% respecto al EBITDA de US\$123,3 millones al 2T20, debido principalmente a (1) mayores gastos en dólares, especialmente en remuneraciones, producto de la apreciación del tipo de cambio respecto al 2T20 y (2) “Otros gastos, por Naturaleza” asociados a una menor base comparativa producto que en 2T20 los servicios de terceros, capacitaciones, viajes, entre otros, se vieron suspendidos en su mayoría producto de la pandemia.

**En términos acumulados**, el EBITDA a Jun21 totalizó los **US\$219,0 millones**, disminuyendo un 15% respecto a Jun20, principalmente producto de (1) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y (2) mayores costos de materias primas y consumibles. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ingresos de la operación registrados.

### 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 2T20 y 2T21 y acumulado a Jun20 y Jun21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	T/T
44,0	39,7	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	21,3	20,5	(10%)	(4%)
44,0	39,7	Peajes	21,3	20,5	(10%)	(4%)
(6,8)	(5,6)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(2,7)	(3,1)	(18%)	14%
(0,3)	(0,1)	Peajes	(0,3)	(0,1)	(72%)	-
(6,5)	(5,5)	Otros (*)	(2,4)	(3,0)	(15%)	25%
37,2	34,1	<b>MARGEN BRUTO</b>	18,6	17,4	(8%)	(6%)
(0,4)	(0,4)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(0,2)	(0,2)	(15%)	-
(5,4)	(5,6)	Gastos por Depreciación y Amortización	(2,7)	(2,8)	3%	4%
31,4	28,2	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	15,7	14,4	(10%)	(8%)
36,8	33,7	<b>EBITDA</b>	18,4	17,2	(8%)	(6%)

(\*) La Compañía realizó un cambio en el criterio de clasificación en la imputación de costos asociados principalmente a Seguros, Vigilancia, Patentes y Contribuciones, los cuales a partir de este año son imputados como gasto. Por lo tanto, para fines comparativos, las cifras que se presentan al 1T20 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 Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias** de Colbun 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, los principales componentes de los costos de Colbun Transmisión son los costos de operación y mantenimiento y los IT. De este modo, el margen que recibe la Compañía corresponde al AVI. Adicionalmente, en caso de ser percibidas, se incorporan reliquidaciones en ingresos y costos.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T21 ascendieron a US\$20,5 millones**, de los cuales un 32% corresponden a ingresos de activos nacionales, 3% a zonales y 65% corresponde al segmento dedicado. Los menores ingresos registrados en 2T21 se deben principalmente al cambio en la tasa de descuento para activos regulados, la cual pasa de 10% antes de impuestos a 7% después de impuestos.

**En términos acumulados**, los ingresos por actividades ordinarias a Jun21, ascendieron a **US\$39,7 millones**, disminuyendo un 10% respecto a los ingresos a Jun20, por (1) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, (2) menores ingresos de transmisión nacional explicados por reliquidaciones del periodo 2018 recibidos en 1T20 por aproximadamente US\$1,0 millón; (2) menores ingresos de transmisión zonal debido a una reclasificación de algunos activos de este segmento anunciados por el

regulador por US\$1,1 millones, (3) menores ingresos de transmisión dedicada explicados por otros ajustes en contratos de este segmento por aproximadamente US\$0,6 millones.

■ ■ ■ El EBITDA del 2T21 alcanzó **US\$17,2 millones**, menor al EBITDA de US\$18,4 millones registrado el 2T20, principalmente debido a los menores ingresos de actividades ordinarias explicados anteriormente y a mayores costos de la operación.

En términos acumulados, el EBITDA a Jun21 alcanzó los **US\$33,7 millones**, disminuyendo un 8% respecto al EBITDA registrado a Jun20 debido a los menores ingresos registrados en el periodo.

### 3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 2T20 y 2T21 y acumulado a Jun20 y Jun21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	T/T
72,6	77,8	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	34,8	39,9	7%	15%
54,4	53,5	Ventas a Clientes Regulados	25,1	26,1	(2%)	4%
9,9	12,4	Venta a Clientes Libres	4,4	5,8	26%	33%
5,6	9,2	Ventas Otras Generadoras	3,9	6,7	64%	71%
2,8	2,7	Otros Ingresos	1,5	1,2	(0%)	(14%)
(33,9)	(39,5)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(18,9)	(22,1)	16%	17%
(2,9)	(1,7)	Peajes	(2,2)	(1,3)	(40%)	(40%)
(1,8)	(1,2)	Compras de Energía y Potencia	(0,5)	(0,8)	(33%)	65%
(25,7)	(32,4)	Consumo de Gas	(14,6)	(17,3)	26%	18%
-	0,0	Consumo de Diésel	-	(0,3)	-	-
(3,5)	(3,9)	Otros (*)	(1,6)	(2,4)	10%	51%
38,7	38,3	<b>MARGEN BRUTO</b>	15,9	17,8	(1%)	12%
(3,1)	(3,3)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,5)	(1,5)	7%	(2%)
(2,3)	(3,6)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(0,9)	(1,8)	-	115%
(22,7)	(17,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(11,5)	(8,8)	(22%)	(23%)
10,5	13,7	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	2,0	5,7	29%	177%
33,2	31,4	<b>EBITDA</b>	13,5	14,5	(6%)	7%

(\*) La Compañía realizó un cambio en el criterio de clasificación en la imputación de costos asociados principalmente a Seguros, Vigilancia, Patentes y Contribuciones, los cuales a partir de este año son imputados como gasto. Por lo tanto, para fines comparativos, las cifras que se presentan al 1T20 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 2T21 ascendieron a US\$39,9 millones**, aumentando un 15% respecto a los ingresos percibidos en 2T20 por US\$34,8 millones principalmente producto de (1) las mayores ventas en el mercado spot dada la mayor generación registrada en el trimestre y (2) los mayores ingresos de clientes bajo contrato asociados principalmente al ingreso de nuevos contratos de suministro de energía con clientes libres y a una recuperación en la demanda del mercado regulado.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Jun21 ascendieron a **US\$77,8 millones**, aumentando un 7% respecto a los ingresos percibidos a Jun20 por US\$72,6 millones principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados del 2T21 alcanzaron US\$22,1 millones**, aumentando un 17% respecto al 2T20, principalmente por un mayor consumo de gas producto de la mayor generación registrada durante el período.

**En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Jun21 alcanzaron los **US\$39,5 millones**, aumentando un 16% respecto a Jun20, principalmente por los mismos motivos que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **EBITDA de Fenix totalizó US\$14,5 millones** al 2T21, aumentando un 7% respecto al EBITDA de US\$13,5 millones registrado en el 2T20, debido principalmente a los mayores ingresos por actividades ordinarias explicados anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el mayor consumo de gas mencionado anteriormente y a “Otros Gastos, por naturaleza” debido a mayores gastos en operación y mantenimiento. de Fenix totalizó **US\$31,4 millones** a Jun21, disminuyendo un 6% respecto al EBITDA registrado a Jun20, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

### 3.4. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 2T20 y 2T21 y acumulado a Jun20 y Jun21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	T/T
8,0	2,4	Ingresos Financieros	3,0	1,1	(70%)	(62%)
(45,2)	(43,6)	Gastos Financieros	(22,7)	(21,4)	(4%)	(6%)
0,1	(2,1)	Diferencias de Cambio	4,9	0,7	-	-
4,5	3,3	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,1	2,0	(26%)	(9%)
(38,8)	(44,2)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(9,4)	(22,7)	14%	140%
<b>(71,5)</b>	<b>(84,2)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(22,1)</b>	<b>(40,3)</b>	<b>18%</b>	<b>82%</b>
<b>134,6</b>	<b>92,3</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>72,2</b>	<b>54,3</b>	<b>(31%)</b>	<b>(25%)</b>
(44,4)	(100,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(22,5)	(21,4)	127%	(5%)
<b>90,1</b>	<b>(8,3)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>49,7</b>	<b>32,9</b>	<b>(109%)</b>	<b>(34%)</b>
<b>97,8</b>	<b>(3,8)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>54,1</b>	<b>35,1</b>	<b>(104%)</b>	<b>(35%)</b>
(7,7)	(4,5)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(4,5)	(2,2)	-	(51%)

El **Resultado no operacional** el 2T21 presentó una pérdida de **US\$40,3 millones**, mayor que la pérdida de US\$22,1 millones en 2T20. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) mayores “Otras pérdidas” registradas en 2T21 asociadas al costo financiero de la venta del segundo y tercer grupo de saldos de cuentas por cobrar generadas por el mecanismo de estabilización de precios de energía (PEC) por US\$14,9 millones, (2) por un menor efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre en comparación con dicho efecto en 2T20 y (3) menores ingresos financieros percibidos durante el semestre debido a las menores tasas de inversión de los excedentes de caja a nivel local e internacional.

**En términos acumulados**, el resultado no operacional a Jun21 presentó una pérdida de **US\$84,2 millones**, mayor que la pérdida de US\$71,5 millones a Jun20, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el registro en “Otras pérdidas” durante el 1T20 asociadas a gastos producto del refinanciamiento del Bono 2024 realizado en Mar20 por US\$17 millones.

El 2T21 se registró un **gasto por impuestos** que ascendió a **US\$21,4 millones**, en comparación con el gasto por impuestos de US\$22,5 millones observado en 2T20, debido a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre y (2) la depreciación del Sol Peruano durante el periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Lo anterior debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.



**En términos acumulados**, a Jun21 se registró un gasto por impuestos por **US\$100,7 millones**, en comparación con el gasto por impuesto de US\$44,4 millones a Jun20. El mayor gasto por impuestos se debe principalmente al reconocimiento de un impuesto diferido por US\$64,5 millones, asociado al anuncio de la venta de Colbun Transmisión S.A durante el 1T21 y que corresponde al impuesto aplicado a la diferencia entre valor libro y valor tributario de dicha inversión.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 2T21 una **ganancia** que alcanzó los **US\$32,9 millones**, comparado con una ganancia de US\$49,7 millones registrada durante el 2T20 principalmente explicados por las mayores pérdidas registradas en el resultado no operacional mencionado anteriormente y un menor resultado operacional.

**En términos acumulados**, la compañía presentó una pérdida de **US\$8,3 millones** a Jun21, que se compara con ganancia de US\$90,1 millones a Jun20. Esta pérdida se explica principalmente por (1) el mayor gasto por impuestos y (2) el menor resultado de la operación, explicados anteriormente.

## 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic20 y Jun21. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-20	jun-21	Var	Var %
Activos corrientes	1.259,2	1.606,1	347,0	28%
Activos no corrientes	5.374,7	4.861,6	(513,1)	(10%)
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.633,9</b>	<b>6.467,8</b>	<b>(166,1)</b>	<b>(3%)</b>
Pasivos corrientes	306,5	427,2	120,7	39%
Pasivos no corrientes	2.742,0	2.706,1	(35,9)	(1%)
Patrimonio neto	3.585,4	3.334,5	(250,9)	(7%)
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6.633,9</b>	<b>6.467,8</b>	<b>(166,1)</b>	<b>(3%)</b>

**Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$1.606,1 millones a Jun21, aumentando un 28% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido a (1) una reclasificación de los activos no corrientes de los activos de Colbún Transmisión a la cuenta “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” al corto plazo por US\$394,2 millones; (2) mayores cuentas por cobrar por US\$76,8 millones asociadas a (i) la reclasificación de las cuentas por cobrar generadas por el mecanismo de estabilización de tarifas al corto plazo, (ii) el registro de cuentas por cobrar asociada a peajes y a (iii) un aumento de deudores por venta asociados a la operación habitual. Dichos efectos fueron compensados parcialmente por el pago de dividendos por US\$246 millones en mayo 2021.

**Activos No Corrientes:** Registraron US\$4.861,6 millones a Jun21, disminuyendo un 10% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido a (1) la reclasificación de los activos no corrientes de los activos de Colbún Transmisión en la cuenta “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” en el corto plazo por US\$394,2 millones y (2) menores cuentas comerciales por cobrar no corrientes por US\$105,3 millones, principalmente explicado por la reclasificación de las cuentas por cobrar asociadas mecanismo de estabilización de tarifas.

**Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$427,2 millones a Jun21, aumentando un 39% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido a (1) una reclasificación de los pasivos no corrientes de los pasivos de Colbún Transmisión a la cuenta “Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta” al corto plazo por US\$71,3 millones y (2) mayores cuentas por pagar comerciales por US\$68,3 millones.

**Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$2.706,0 millones al cierre de Jun21, disminuyendo un 1% respecto al saldo registrado a Dic20, principalmente debido a (1) una reclasificación de los pasivos no corrientes de los pasivos de Colbún Transmisión a la cuenta “Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta” al corto plazo por US\$71,3 millones y (2) menores pasivos financieros no corrientes por US\$23,5 millones asociado a amortizaciones. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un aumento en los pasivos por impuestos diferidos asociados a la sociedad Colbún Transmisión luego del anuncio de la venta de la sociedad mencionado anteriormente.



**Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.334,5 millones, disminuyendo un 7% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic20, principalmente debido al pago de dividendos por US\$246 millones en mayo 2021.

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

	dic-20	jun-21	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.796,3	1.765,7	(30,6)	(2%)
Inversiones Financieras**	967,4	790,0	(177,4)	(18%)
Deuda Neta	828,9	975,7	146,8	18%
EBITDA LTM	682,5	639,0	(43,5)	(6%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,5	0,3	26%

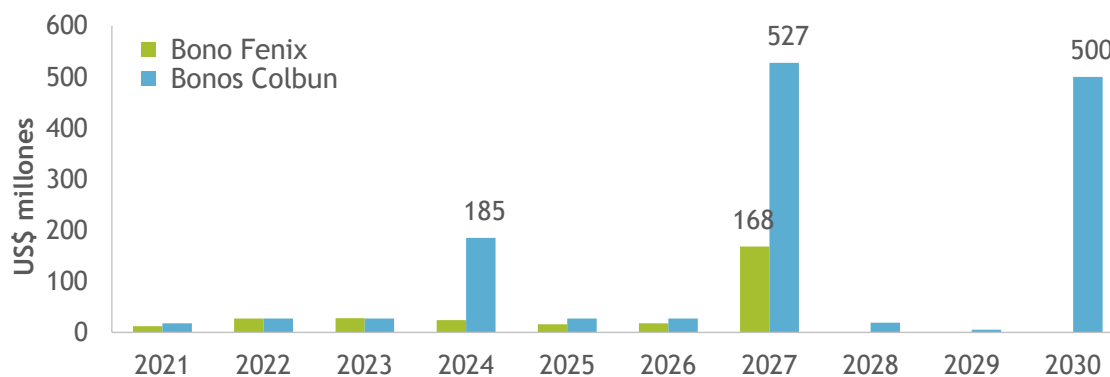
(\*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbun: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$293,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$13,3 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, y (3) un leasing financiero por US\$112,4 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

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

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

<b>Vida Media</b>	6,1 años
<b>Tasa promedio</b>	3,9% (100% tasa fija)
<b>Moneda (*)</b>	97% USD / 3% UF

(\*) Incluye los derivados financieros asociados



## 5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic20 y Jun21. 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-20	jun-21	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,11	4,62	12%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	4,00	4,49	12%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,85	0,92	8%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	10,06%	11,39%	13%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	89,94%	88,61%	(1%)
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	2,46	2,01	(18%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	2,44%	(0,26%)	-
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,44%	0,93%	(62%)
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,48%	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 **4,62x** y **4,49x** a Jun21, aumentando un 12% respectivamente con respecto a Dic20, principalmente producto de (1) el aumento de los activos corrientes debido a la reclasificación de los activos no corrientes de Colbún Transmisión, luego del anuncio de la venta, a la cuenta “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” en el corto plazo y (2) las mayores cuentas por cobrar comerciales corrientes explicadas anteriormente.

■ ■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,92x** a Jun21, aumentando un 8% respecto al valor de 0,85x a Dic20 principalmente debido a un menor patrimonio neto asociado al pago de dividendos por US\$246,4 millones en mayo 2021.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Jun21 fue de **11,39%**, aumentando respecto al valor de 10,06% a Dic20, principalmente a la reclasificación de los pasivos no corrientes de Colbún Transmisión, luego del anuncio de la venta, a la cuenta “Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta” en el corto plazo.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Jun21 fue de **88,61%**, disminuyendo respecto al valor de 89,94% a Dic20, principalmente por la reclasificación de los pasivos de largo plazo de Colbún Transmisión explicados anteriormente.

■ ■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Jun21 fue de **2,01x**, disminuyendo un 20% con respecto al valor obtenido a Dic20, principalmente debido a las menores ganancias registradas los últimos 12 meses, en comparación con las del año 2020, principalmente explicadas por los mayores gastos por impuestos registrados en 1T21.

■ ■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Jun21 fue de **-0,26%**, disminuyendo un 113% respecto del valor de 2,44% registrado a Dic20. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas los últimos 12 meses, en comparación con las del año 2020, debido los mayores gastos por impuestos registrados mencionados anteriormente.

■ ■ ■ La **Rentabilidad del Activo** a Jun21 fue de **0,93%**, registrando una disminución de 63% con respecto del valor de 2,44% a Dic20, principalmente producto de las menores ganancias los últimos 12 meses, en comparación con las del año 2020, debido los mayores gastos por impuestos registrados mencionados anteriormente.

■ ■ ■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** a Mar21 fue de **8,34%**, en línea con el valor registrado a Dic20.

## 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 %	Var %
jun-20	jun-21		2T20	2T21	Ac/Ac	T/T
797,3	1.027,9	<b>Efectivo Equivalente Inicial*</b>	979,7	1.027,9	29%	5%
193,3	222,3	Flujo Efectivo de la Operación	95,4	110,4	15%	16%
(94,1)	(323,2)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(199,8)	(285,7)	244%	43%
(36,9)	(76,4)	Flujo Efectivo de Inversión**	(18,3)	(64,5)	107%	253%
62,3	(177,4)	<b>Flujo Neto del Periodo</b>	<b>(122,7)</b>	<b>(239,9)</b>	-	<b>95%</b>
(5,7)	0,0	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(3,0)	2,1	-	(170%)
854,0	790,1	<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>854,0</b>	<b>790,1</b>	<b>(7%)</b>	<b>(7%)</b>

(\*) 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 2T21, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$239,9 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto de US\$122,7 millones del 2T20.

**Actividades de la operación:** Durante el 2T21 se generó un flujo neto positivo de US\$110,4 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$95,4 millones al 2T20 explicado principalmente por menores pagos de impuestos mayores ingresos operacionales. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos operacionales registrados durante el trimestre. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo a Jun21 de US\$222,3 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$193,3 millones a Jun20 principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

**Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$285,7 millones durante el 2T21, que se compara con el flujo neto negativo de US\$199,8 millones al 2T20, explicado principalmente por mayor pago de dividendos, en 2T20 los dividendos distribuidos ascendieron a US\$161,7 millones, mientras que en 2T21 alcanzaron US\$246,4 millones. **En términos acumulados**, se generó un flujo negativo de US\$323,2 millones a Jun21, que se compara con los US\$94,1 millones a Jun20, debido principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la emisión de un bono internacional durante marzo 2020 y refinanciamiento parcial del bono 2024, el monto neto recaudado por dicha transacción ascendió a US\$116 millones.

**Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$64,5 millones durante el 2T21, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$18,3 millones al 1T20, principalmente explicado por mayores desembolsos de CAPEX asociado a los proyectos en desarrollo. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$76,4 millones, que se compara con los US\$36,9 millones negativos a Jun20 principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

## 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 13% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 5% 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 899 Km de líneas de transmisión divididas en 335 km de líneas pertenecientes al segmento Nacional, 70 km pertenecientes al segmento Zonal y 494 km pertenecientes al segmento Dedicado. Además, posee un total de 27 subestaciones.

### 7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

A Jun-21, el año hidrológico (Abr21-Mar22) acumula precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN. De este modo, los déficits fueron: Aconcagua: -73%; Maule: -63%; Laja: -4%; Biobío: -28%; mientras que en el Chapo se presenta un superávit del 10%. En comparación con el año 2020, la cuenca del Aconcagua presentó precipitaciones menores en un 63%, siendo uno de los más secos de la estadística. La cuenca del Maule presentó precipitaciones menores en un 61%, que incidió en menores afluentes. En la misma línea, pero en niveles más moderados, las cuencas del Biobío y Canutillar presentaron precipitaciones levemente más bajas (-11% y -7%, respectivamente). La excepción a esta tendencia la marca la cuenca del Laja la cual presentó precipitaciones mayores en un 8%.

En términos de energía afluente, el año hidrológico en curso, lleva una Probabilidad de Excedencia de 95%.

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 con Pampa y PAE, para complementar el suministro de GNL.

Durante el 2021 Colbún ha continuado participando en diversos procesos de licitación de suministro, privilegiando la recontractación de los clientes libres actuales que vencen dentro del corto plazo. Este año se han firmado contratos con 31 clientes por 309 GWh/año. Entre los principales contratos firmados, destaca la renovación de los contratos de suministro de energía con Magotteaux (66 GWh/año por 8 años), Vulco (24 GWh/año por 5 años) y Asmar (17 GWh/año por 5 años), y la contratación del Grupo Marina (67 GWh/año por 9 años).

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por la capacidad de alcanzar 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, de las condiciones hidrológicas y de los términos en que se contrate la compra de gas natural de mantenerse la condición hidrológica extrema seca

## 7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

---

En el segundo trimestre de 2021, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 55%, siendo 49% el valor registrado en igual trimestre de 2020.

En 2T21 la demanda eléctrica aumentó en 31,0% en relación con el período del año 2020, debido a la recuperación de la demanda eléctrica. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 2T21 se registró una leve caída de la demanda eléctrica de un 0,3% debido a la inestabilidad e incertidumbre política de las elecciones presidenciales.

Se espera un alza en los costos marginales del sistema a partir de la entrada en vigencia a partir de Julio de la nueva normativa para la determinación del costo variable de las centrales termoeléctricas, basada en los costos reales. Ello se espera impactara favorablemente los resultados de Fenix, los cuales dependen también del comportamiento de variables macroeconómicas como el tipo de cambio.

## 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, factibilidad de conexión al SEN 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 (778 MW):** El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 130 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta, considerando el desplazamiento por la Ruta 5. Considera una potencia de 778 MW, que se compone de 140 máquinas de 5,56 MW cada una y una generación anual promedio de aproximadamente 2.380 GWh. Considera la conexión al SEN en la futura S/E Parinas ubicada a 22 km.



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.

El 7 de julio de 2021 el SEA emitió el ICSARA N° 3 en el marco del proceso de Evaluación Ambiental del proyecto. Actualmente se trabaja en la elaboración de la tercera Adenda del EIA. Por otro lado, durante el segundo trimestre del año se avanzó en la firma de los contratos de construcción del campamento y acceso Ruta 5 para el parque y se adjudicaron los Contratos del BoP (Balance of Plant) civil y eléctrico.

**■ ■ ■ Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (230 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 230 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 648 GWh. 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. Dichos proyectos cuentan con estudio de impacto ambiental aprobado.

En junio 2020 se obtuvo la aprobación de la decisión final de inversión por parte del Directorio, dando inicio a la fase de construcción del proyecto. La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$147 millones.

Al segundo trimestre de 2021 el avance en terreno es de un 62%, en línea con lo planificado. Los contratos principales de construcción y suministro se encuentran en ejecución, con entregas en terreno acorde a lo planificado. Sin embargo, desde inicios de 2021 se han presentado atrasos en los transportes por atasco en los puertos, falta de containers y desvíos de naves reservadas a otros destinos. A la fecha los impactos han sido menores y han podido ser absorbidos con una reorganización de la secuencia de los trabajos.

**■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Machicura (9 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. La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de la línea de transmisión eléctrica existente para los servicios auxiliares de la Central Machicura hasta la S/E Colbún.

El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 9 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 21 GWh, por lo cual se enmarca en la clasificación de un PMGD.

Al segundo trimestre de 2021 el avance en terreno es de un 97%, en línea con lo planificado.

La tramitación del Permiso de Conexión se encuentra en proceso y se realizan las gestiones pertinentes para su pronta obtención.

La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$7 millones y su puesta en marcha se estima para el agosto de 2021.

**■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Inti Pacha (486 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 486 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.363 GWh.

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

Durante el trimestre se terminó la ingeniería básica para la línea de transmisión y se continuó con la tramitación de las servidumbres de la línea de transmisión y los caminos de acceso. El proyecto obtuvo su RCA en noviembre 2020.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Jardín Solar (537 MW):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 537 MW a construir en 2 etapas 263 MW y 274 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.500 GWh. 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.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la S/E asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 3 km, conectándose a la subestación nueva Pozo Almonte ubicada 2,5 km al noreste del cruce de la carretera a La Tirana con la carretera Panamericana.

Durante el segundo trimestre se continuó con el proceso de tramitación ambiental, preparando la presentación de la Adenda 2 para fines de julio. Se terminó el estudio de mecánica de suelo y se avanzó en la preparación de la ingeniería básica del parque.

■ ■ ■ **Proyecto Eólico Los Junquillos (360 MW):** El proyecto Los Junquillos es un parque eólico ubicado a 15 km al noroeste de la ciudad de Mulchén, en la comuna de Mulchén de la Región del Biobío. Cuenta con una potencia de 360 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.030 GWh.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de 11 km hasta la S/E Mulchén.

A la fecha se concluyó con la campaña ambiental de primavera, verano, otoño y las campañas de arqueología y medio humano. Se continuó con la medición del recurso eólico para afinar los datos del proyecto y en la ingeniería del Proyecto para la tramitación ambiental.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Sol de Tarapacá (180 MW):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada de 180 MW. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 5 km al sur-poniente de la localidad de La Tirana, y a unos 16 km al sur de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 423 ha.

Este proyecto se encuentra en cartera, sin embargo, se encuentra diferido su desarrollo para dar prioridad a otros proyectos.

■ ■ ■ **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 2T21, 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 ciudad de Los Lagos, Región de Los Ríos, ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central de embalse de 12 kilómetros de largo. Considerando las adecuaciones requeridas en el proyecto, éste tendría una capacidad instalada de 170 MW para una generación anual de 953 GWh en condiciones hidrológicas normales.

En diciembre de 2018 se reingresó un Estudio de Impacto Ambiental para las adecuaciones del proyecto. A fines de abril 2019 la autoridad ambiental emitió el primer ICSARA Ambiental y Ciudadano, y Ciudadano, y el 04 de

noviembre de 2020 se ingresó la ADENDA N°1 con sus respectivas respuestas. El SEA decretó una segunda participación ciudadana presencial, la que no se ha podido desarrollar por la situación de pandemia, manteniendo suspendido el proceso de evaluación ambiental hasta fines de julio.

## Proyectos de Transmisión en desarrollo

■ ■ ■ **Normalización de la S/E Los Maquis:** Normalización de la S/E en 220 kV existente, modificando la actual configuración en tecnología GIS, el cambio considera al menos 6 paños. Se deben adecuar además los sistemas de control y protecciones. El valor de inversión adjudicado es de US\$8,0 millones y a junio 2021 presenta un avance del 99%.

■ ■ ■ **Ampliación de S/E Puente Negro:** Obra de Ampliación originada en un contrato de servicio de Transmisión firmado en 2019 con la empresa Tinguiririca Energía, para seccionar y conectar a la S/E Puente Negro con línea 2x154 Tinguiririca-La Higuera. El proyecto tiene un presupuesto de US\$11,8 millones con fecha de término original en diciembre de 2020, pero ha sido postergada debido a atrasos en el proyecto de aumento de voltaje, a 220kV, de línea Tinguiririca-La Higuera que debe estar terminado para permitir la conexión a la SE Puente Negro. A junio de 2021 presenta un avance del 99%.

■ ■ ■ **Aumento capacidad LT 2x110 kV Aconcagua-Esperanza:** Obra de Ampliación de instalaciones existentes consistente en el cambio de conductor de línea 2x110kV Aconcagua-Esperanza, entre las SS/EE Rio Aconcagua y Nueva Panquehue, por uno de alta capacidad y baja flecha capaz de transmitir 155 MVA a 35°C. El CEN lo adjudicó a la empresa SEMI por un valor de US\$5,6 millones. El contrato en SEMI y Colbun Transmisión se firmó con fecha 31 de enero de 2020, con un plazo de ejecución de 36 meses a partir del 3 de diciembre 2020, fecha de publicación del decreto de adjudicación, presentando a junio de 2021 un avance del 35%.

■ ■ ■ **Ampliación de S/E Candelaria:** Obra de Ampliación de instalaciones existentes consistente en ampliación de barras para 2 diagonales y terreno nivelado para otras 2 futuras diagonales. El CEN lo adjudicó a la empresa INPROLEC por un valor de US\$2,1 millones. El contrato entre INPROLEC y Colbun Transmisión se firmó a fines de septiembre de 2020 con un plazo de ejecución de 36 meses a partir del 21 de enero 2021, fecha de publicación del decreto de adjudicación, presentando a junio de 2021 un avance del 32%.

■ ■ ■ **Nueva S/E Codegua:** Nueva S/E Codegua que secciona las líneas 2x110 kV Alto Jahuel Sauzal y 1x66 kV Rancagua - San Francisco de Mostazal. El valor de inversión referencial es de US\$11,6 millones, con un plazo de ejecución de 36 meses a partir del 10 de junio de 2021, fecha en que se publicó el correspondiente decreto de adjudicación, presentando a junio de 2021 un avance en la ingeniería de 4,5%.

■ ■ ■ **Nueva S/E Loica y Línea 2x220kV Loica-Portezuelo:** Nueva S/E Loica que secciona las líneas 2x220 kV Rapel - Lo Aguirre y 1x220 kV Rapel - Alto Melipilla más nueva línea 2x220kV Loica-Portezuelo. El valor de inversión referencial es de US\$37,6 millones, con un plazo de ejecución de 36 meses a partir del 10 de junio de 2021, fecha en que se publicó el correspondiente decreto de adjudicación, presentando a junio de 2021 un avance en la ingeniería de 9,1%.

■ ■ ■ **Ampliación S/E Portezuelo:** Proyecto de ampliación de la Subestación Portezuelo de CGE el cual formaba parte de la licitación de la S/E Loica y la línea Loica-Portezuelo como grupo de proyectos, por lo que Colbun Transmisión debió asumir como contratista EPC dado que la licitación era en conjunto obra nueva y la ampliación. El proyecto consiste en la ampliación de los patios de 220kV y 66kV y un nuevo banco de autotransformadores. El contrato entre CGE y Colbun Transmisión se firmó con fecha 1 de marzo de 2021, con un valor de inversión referencial es de US\$7,5 millones y un plazo de ejecución de 24 meses a partir del 10 de junio de 2021, fecha en que se publicó el correspondiente decreto de adjudicación, presentando a junio de 2021 un avance en la ingeniería de 10%.

## 7.4 Gestión de Riesgo

---

### A. Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

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

### 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 encarecería 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 Nehuencho.

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. Para mitigar el impacto de variaciones muy importantes e imprevistas en el precio de los combustibles, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones *call* y opciones

put, entre otras. 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 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, se realizan licitaciones periódicas (la última en marzo de 2021), 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

El 26 de noviembre, como consecuencia de un derrumbe accidental, se constató la obstrucción del flujo de agua transportado a través del túnel Pataguilla, parte del canal Las Mercedes, que se utiliza en la central hidroeléctrica Carena. Dicho derrumbe provocó falta de disponibilidad de agua en la central antes mencionada y en zonas agrícolas en las comunas de Curacaví y María Pinto, hasta el 18 de diciembre, fecha en que se logró el restablecimiento de la operación del túnel.

### 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

En el contexto del proceso constitucional originado a partir del llamado “Acuerdo por la Paz y la Nueva Constitución”, y de la posterior aprobación de la redacción de una nueva Constitución mediante plebiscito, se llevó a cabo durante los días 15 y 16 de mayo la elección de los 155 constituyentes encargados de su redacción y la instalación de la Convención Constituyente el 4 de julio.

El proceso constitucional, que culmina con el sometimiento del texto constitucional a un nuevo plebiscito en el año 2022, puede resultar en cambios al marco institucional aplicable a la actividad empresarial en el país.

El miércoles 30 de junio del 2021, con ocasión del brote de COVID-19 que afecta al país, se comunicó la aprobación del Congreso Nacional a la solicitud efectuada por el Presidente de la República, en orden a prorrogar hasta el 30 de septiembre de 2021 la vigencia del Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe.

En ese contexto, en el marco de la grave crisis sanitaria que afecta al país, el 5 de enero de 2021 fue promulgada la Ley N°21.301, que prorrogó los efectos de la Ley N°21.249, que contempla medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red que establece la prohibición del corte por no pago de servicios básicos y permite prorratear las deudas morosas. Esta iniciativa extendió el plazo de los beneficios a los usuarios finales, que estaban vigentes hasta noviembre de 2020, hasta el mes de mayo 2021. Adicionalmente, a comienzos de mayo fue despachada a ley otra iniciativa parlamentaria que prorroga nuevamente los efectos de la Ley N°21.249, extendiendo los plazos del no corte



de suministro por mora y la acumulación de deudas con las empresas distribuidoras hasta el 31 de diciembre de 2021. Esta norma aumenta, además, el número máximo de cuotas en que se puede prorratear el pago de la deuda desde 36 a 48 cuotas y amplía el universo de los beneficiarios hasta el 80% de vulnerabilidad de acuerdo al Registro Social de Hogares. En atención al problema de endeudamiento que se ha venido acumulando entre los usuarios de los servicios básicos, el 17 de junio de 2021 la Cámara de Diputados presentó un proyecto de Resolución que solicita al Presidente de la República establecer un mecanismo de financiamiento para solventar la deuda de servicios básicos de los usuarios residenciales, micro, pequeñas y medianas empresas.

Adicionalmente, la Cámara de Diputados despachó al Senado a su segundo trámite constitucional el Proyecto de Ley que busca adelantar el cierre de centrales a carbón que fue aprobado en general por la Cámara. Este proyecto de ley, iniciado en moción parlamentaria, busca prohibir la instalación y funcionamiento de plantas de generación termoeléctricas a carbón en todo el territorio nacional a partir del 1° de enero de 2026. A pesar de las presentaciones realizadas por los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional ante la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la Cámara para exponer la inconveniencia de adelantar el cierre de las centrales a carbón por la vía legal, la iniciativa finalmente fue votada y aprobada por la Sala con el mismo texto original, desestimando las indicaciones que fueron presentadas. Es importante recordar que en el año 2019 las generadoras firmaron un acuerdo voluntario con el gobierno mediante el cual se comprometieron a no construir nuevas centrales a carbón y se acordó el cierre progresivo de las centrales a carbón, junto con revisiones cada 5 años en conjunto con el regulador. El Proyecto de Ley se discutirá ahora en la comisión de Energía y Minería.

Recientemente, ingresó a la Cámara de Diputados una moción parlamentaria que regula la construcción, instalación y operación, su impacto ambiental y la fiscalización de Complejos Aerogeneradores. El Proyecto de Ley, que establece exigencias en el diseño de los proyectos, define compensaciones para las comunidades aledañas e incluye una modificación a la ley sobre bases generales del medio ambiente, no tiene urgencia y la Sala acordó que este sea conocido por la Comisión de Medio Ambiente y luego por la Comisión de Minería y Energía de la Cámara.

Por otro lado, el Gobierno continúa impulsando los siguientes cambios regulatorios que, dependiendo de la forma en que se implementen, podrían representar oportunidades o riesgos para la Compañía:

- (i) La “Modernización del segmento de Distribución”, que tiene como objetivo 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. En el contexto de la modernización y reforma integral de este segmento, el Ejecutivo ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica, creando la figura del comercializador como nuevo agente del mercado, además de considerar la modernización del mecanismo de licitaciones de suministro y la introducción del rol del gestor de información para reducir las asimetrías de información y proteger los datos de consumo de los clientes.

Este proyecto de ley corresponde a la primera de tres iniciativas en que el Ejecutivo subdividió la Ley Larga de Distribución. Los otros dos proyectos de ley que todavía no son ingresados al Congreso corresponden a:

- a. Calidad de Servicio, que busca perfeccionar el esquema de tarificación eficiente, definir un plan estratégico de calidad de servicio de largo plazo y establecer compensaciones a favor de clientes por interrupciones de tiempo excesivo; y
- b. Generación Distribuida, cuyo propósito es fomentar la generación distribuida, definir nuevos actores y habilitar proyectos piloto, con una expansión coordinada de las redes de distribución y transmisión.

(ii) La “Estrategia de Flexibilidad”, que 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. Recientemente, el Ministerio de Energía publicó la Estrategia definitiva dando a conocer los tres ejes o pilares que considera: (a) Diseño de mercado para el desarrollo de un Sistema Flexible, (b) Marco regulatorio para los Sistemas de Almacenamiento, y (c) Operación flexible del Sistema. En el marco de esta Estrategia se están conformando mesas de trabajo con representantes de la industria para abordar las medidas que se han planteado en cada uno de los ejes.

(iii) A nivel reglamentario y de resoluciones, se pueden comentar las siguientes novedades:

- a. En el contexto de la Estrategia de Flexibilidad, en particular respecto a las medidas referidas al perfeccionamiento del mecanismo de remuneración de suficiencia y a la introducción de señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad al sistema eléctrico, en octubre del año pasado el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía iniciaron un proceso de perfeccionamiento del Reglamento de Transferencias de Potencia para abordar dichas medidas. Este proceso se está desarrollando a través de una Mesa de Trabajo Consultiva que es una instancia de participación cuyo propósito es capturar las distintas opiniones de la industria para elaborar una propuesta de reglamento para luego someterla a una consulta pública.

Si bien, el 30 de diciembre de 2020 el Ministerio dio a conocer una propuesta conceptual del nuevo reglamento de transferencias de potencia, sobre el cual la industria efectuó sus observaciones, durante los últimos meses se han efectuado sesiones adicionales de discusión y el 9 de julio de 2021 el Ministerio dio a conocer un resumen con las principales disposiciones que finalmente serían incluidas en el borrador que será sometido a Consulta Pública. La propuesta final considera modificaciones como la redefinición de horas de punta del sistema, la utilización de una metodología probabilística para el reconocimiento de potencia, la incorporación de una señal de costo eficiencia dentro del reconocimiento de Potencia, la modificación al margen de reserva teórico de potencia, un régimen transitorio para su aplicación, entre otros.

De acuerdo con el cronograma del Ministerio, el nuevo reglamento será sometido a Consulta Pública durante el mes de julio de 2021.

- b. Norma Técnica de GNL. En el marco del proceso de elaboración de Normas Técnicas que se define en el Reglamento para la Dictación de Normas Técnicas y el Plan Normativo Anual 2020, la CNE convocó a un Comité Consultivo Normativo con el objeto principal de revisar los aspectos asociados a la condición de suministro (flexible e inflexible) de la actual norma técnica, cuyo comité se conformó por 24 integrantes, incluyendo a representantes de empresas (entre ellas Colbún) y de asociaciones gremiales (expertos técnicos), los cuales expusieron su opinión sobre la normativa y propuestas durante los meses de noviembre y diciembre de 2020.

Luego de este proceso, el 14 de junio del 2021 la CNE dio a conocer el borrador de la norma técnica para la programación y coordinación de operación de las unidades que utilicen GNL regasificado, cuyo documento estuvo en Consulta Pública hasta el 12 de julio. En términos generales, esta propuesta asigna al Coordinador la responsabilidad de determinar las cantidades de gas que se requerirá para el sistema en el año siguiente y que serán los volúmenes máximos que tendrán la posibilidad de ser declarados con inflexibilidad. Estudios

señalan que la limitación a la importación de gas que puede ser declarada inflexible en los términos señalados en la propuesta de la CNE, resultaría en mayores costos de operación del sistema (y mayores precios de la energía) y en mayores emisiones de gases efecto invernadero y de contaminantes locales. También se comprometería la seguridad de operación del sistema, lo que es particularmente complejo en un escenario de retiro de centrales a carbón. Colbun envió observaciones a la propuesta de la CNE que buscan evitar estas consecuencias adversas.

- c. El 22 de junio fue publicado en la página de la CNE la Resolución Exenta N°198 por el denominado Informe Técnico Definitivo sobre la Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del sistema eléctrico nacional y de los sistemas medianos.
- d. La CNE publicó el 18 de junio de 2021 la Resolución Exenta N°194 del Informe Técnico Definitivo del Precio de Nudo Promedio del segundo semestre de 2021. Este informe incluye una proyección en la acumulación de los saldos adeudados a los generadores debido al mecanismo de estabilización de precios que se instauró en la Ley 21.185, correspondiente al Precio Estabilizado para los Clientes Regulados (PEC), proyectándose una deuda de 1.070 MMUSD a diciembre del año 2021.

## Perú

Luego de que Luz del Sur realizara una denuncia en contra del Ministerio Energía, debido a que -a juicio de la eléctrica- el Decreto 043-2017-EM, que tiene relación con la declaración de precios de los combustibles por parte de las centrales generadoras, contaba con infracciones tanto legales como constitucionales, la Corte Suprema declaró que este Decreto es nulo y ordenó al Ministerio de Energía establecer nuevas disposiciones en base al Decreto 039-2017-EM ya existente.

En este contexto el regulador (OSINERGMIN) estableció que para la determinación de los costos variables de gas se usen todos los costos de la cadena de suministro, esto es, costo del suministro, transporte y distribución de gas, esquema que comenzará a regir plenamente a partir de 1 de Julio, 2021. Con fecha 4 de mayo de 2021, se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 092-2021-OS/CD, que modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”, oficializándose así el cambio en la metodología del cálculo de los Costos Marginales en el mercado de corto plazo.

Por otro lado, el 19 de mayo de 2021 se publicó en el Diario Oficial El Peruano el Decreto Supremo N°012-2021-EM, que (i) aprueba el Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y crea el Gestor del Gas; y (ii) modifica e incorpora nuevas disposiciones al Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural, aprobado por Decreto Supremo N° 046-2010-EM. No obstante, para el inicio de la operación del Mercado Secundario de Gas Natural se requiere la emisión de procedimientos operativos por parte del Ministerio de Energía y Minas, los cuales deberían ser emitidos en septiembre de 2021.

### 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.

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.

Respecto al impacto del COVID19 en la demanda de energía, aún existe incertidumbre sobre cómo y por cuánto tiempo se extenderá esta contingencia. La demanda de energía en Chile ha tenido un crecimiento de aproximadamente un 6,1% durante el 2T21 respecto al 2T20, mientras que Perú ha experimentado un aumento de aproximadamente un 31,1% en comparación al 2T20.

Adicionalmente se tiene un complejo panorama económico mundial, que puede llevar a una contracción de las economías en Chile y Perú, lo que seguramente tendrá efectos en la demanda eléctrica futura.

## **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 30 de junio de 2021, la deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

### **B.2.3 Riesgo de crédito**

La Compañía se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta.

En el último tiempo, Colbún ha expandido su presencia en el segmento de clientes libres medianos y pequeños, por lo cual ha implementado nuevos procedimientos y controles relacionados con la evaluación de riesgo de este tipo de clientes y seguimiento de su cobranza. Trimestralmente se realizan cálculos de provisiones de incobrabilidad basados en el análisis de riesgo de cada cliente considerando el rating crediticio del cliente, el comportamiento de pago y la industria entre otros factores.

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

Al 30 de junio de 2021, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuentas corrientes remuneradas, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los segundos 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 12.b de los Estados Financieros.

### **B.2.4 Riesgo de liquidez**

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

Al 30 de junio de 2021, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$790 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 65 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) tres líneas de bonos inscritas en el mercado local, dos por un monto total conjunto de UF 7 millones y una por un monto de UF 7 millones y (ii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas de crédito comprometidas por un total de US\$25 millones, con un año plazo de vigencia, contratadas con dos bancos locales. Adicionalmente, Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$24 mm, contratadas con tres bancos locales.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$111 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 30 de junio de 2021, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA por Fitch Ratings y Feller Rate, ambas con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch Ratings, todos con perspectiva estable.

Al 30 de junio de 2021 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional 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 24.c.2 de los Estados Financieros.

### **B.2.5 Medición del riesgo**

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

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

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

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

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

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 30 de junio de 2021 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$4,2 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 33%. 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 34% 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.

## 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.*