



4° TRIMESTRE 2021



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS  
ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS

Al 31 de diciembre de 2021

# 4T21

## 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	13
<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	24

Conference Call  
Resultados 4T21

Fecha: Viernes 28 de enero 2022

Hora: 09:00 AM Eastern Time  
11:00 AM Chilean Time

US Toll Free: +1 888-545-0320  
International Dial: +1 973 528 0002  
Participant Access Code: 470194

Event Link:  
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/44391>

**Contacto Relación con Inversionistas:**

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

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

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

## 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

### Principales Cifras a Nivel Consolidado:

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del cuarto trimestre del año 2021 (4T21) ascendieron a **US\$374,9 millones**, aumentando un 12% respecto a los ingresos registrados el cuarto trimestre del año 2020 (4T20), principalmente debido a (1) mayores ventas físicas en el mercado spot en Chile; y (2) un mayor precio promedio de venta en Chile. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor volumen de ventas a clientes libres debido al término del contrato con Anglo American en Dic20.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic21 alcanzaron los **US\$1.439,7 millones**, aumentando un 7% respecto a los ingresos registrados a Dic20, principalmente debido a (1) mayores ventas spot en Chile producto de mayores costos marginales del sistema, a pesar de menores ventas físicas en ese mercado; (2) mayores ingresos asociados a recaudación de IT y provisiones de peajes; y (3) mayores ventas a clientes regulados asociadas a un mayor precio promedio de venta por la aplicación de cláusulas de indexación estipuladas en los contratos. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos de peajes como resultado de la venta de Colbún Transmisión S.A. en Sep21 (el año 2021 se incluyen 9 meses de ingresos por este negocio, mientras que el 2020 se incluye todo el año) y por menores ventas a clientes libres debido al término del contrato con Anglo American en Dic20.

El **EBITDA** consolidado del 4T21 alcanzó **US\$164,3 millones**, disminuyendo un 9% con respecto al EBITDA de US\$179,9 millones del 4T20. Esta disminución obedece principalmente a una significativa menor generación hidroeléctrica (consecuencia de la extrema sequía que afecta a Chile), la cual fue reemplazada por una mayor generación a gas, elevándose el costo variable de generación de la Compañía.

**En términos acumulados**, el EBITDA a Dic21 totalizó los **US\$520,2 millones**, disminuyendo un 24% respecto a Dic20. Esta disminución obedece principalmente a la misma razón que explica las variaciones en términos trimestrales y a un aumento importante del costo de generación térmica y de las compras en el mercado spot debido al mayor costo marginal del sistema debido a los mayores precios de los combustibles fósiles registrados en los mercados internacionales.

El **Resultado no operacional** el 4T21 presentó una pérdida de **US\$182,1 millones**, comparado con la pérdida de US\$207,4 millones en 4T20. La menor pérdida se explica principalmente por menores provisiones por deterioro de activos individuales. Durante el 4T21 se registraron provisiones por un monto neto de impuestos diferidos de US\$102 millones por este concepto, de los cuales US\$100 millones correspondieron al proyecto hidroeléctrico San Pedro, el cual continúa con su proceso de tramitación ambiental. Por su parte, durante el 4T20 se registró una provisión contable por deterioro en la filial Fenix en Perú por un monto neto de impuestos diferidos de US\$127 millones.

**En términos acumulados**, el resultado no operacional a Dic21 presentó una ganancia de **US\$518,1 millones**, comparado con la pérdida de US\$303,7 millones a Dic20. La ganancia a Dic21 se explica principalmente por el efecto extraordinario en resultados de la venta de la filial Colbún Transmisión S.A. El precio de venta ascendió a US\$1.185 millones, con lo cual el efecto en resultado antes de impuestos de esta transacción ascendió a US\$830 millones. Dicho efecto fue parcialmente compensado por las provisiones por deterioro registradas, explicadas anteriormente.

El 4T21 registró una **ganancia por impuestos** por **US\$18,1 millones**, comparado con la ganancia de US\$27,5 millones en 4T20. Las ganancias por impuestos registradas ambos períodos se deben principalmente al efecto en resultados generado por el registro contable de las provisiones por deterioro mencionadas anteriormente, que se traducen en una disminución en el pasivo por impuesto diferido.

**En términos acumulados**, a Dic21 se registró un gasto por impuestos por **US\$285,0 millones**, comparado con el gasto por US\$42,8 millones a Dic20. El mayor gasto por impuestos se debe principalmente a (1) la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el año, asociada a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A. y (2) la depreciación del Sol Peruano durante el periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Esto último debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 4T21 una **pérdida** que alcanzó los **US\$52,4 millones**, comparada con una pérdida de US\$62,9 millones registrada durante el 4T20, debido en lo principal a las provisiones por deterioro registradas, explicadas anteriormente.

**En términos acumulados**, la compañía presentó una ganancia de **US\$540,2 millones** a Dic21, que se compara con la ganancia de US\$89,5 millones a Dic20. La mayor ganancia se explica principalmente por las mayores ganancias registradas en el resultado no operacional mencionadas.

## Hechos destacados del año:

---

■ ■ ■ Respecto a la contingencia de la **pandemia COVID-19**, las centrales de la Compañía continuaron operando con normalidad y Colbún continúa realizando 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. Reflejando el repunte de la actividad económica la demanda de energía en Chile experimentó un crecimiento de aproximadamente 5,5% durante el 4T21 respecto al 4T20 y de 4,6% en los últimos 12 meses, mientras que en Perú la demanda registró un crecimiento de 3,0% durante el trimestre, en relación con el mismo período del año 2020 y de 9,8% en los últimos 12 meses.

■ ■ ■ En el marco de un acuerdo firmado con Goldman Sachs, BID Invest y Allianz, durante el primer semestre del año 2021 **Colbún vendió a Chile Electricity PEC SpA cuentas por cobrar originadas por el mecanismo de estabilización de precios** de energía al cliente regulado (Ley 21.185), por un valor nominal total de US\$96 millones. El diferencial entre el monto nominal de los saldos vendidos y el precio de compra fue registrado como “Otras pérdidas” del ejercicio. El acuerdo contempla realizar ventas sucesivas de las cuentas por cobrar que se originen en virtud de la ley mencionada.

■ ■ ■ El 30 de septiembre se ejecutó la **venta del total de las acciones de Colbún Transmisión S.A.** a Alfa Desarrollo SpA. El precio final de venta fue de US\$1.185 millones, con lo cual el efecto en resultado antes de impuestos ascendió a US\$830 millones.

■ ■ ■ Producto de los ingresos extraordinarios percibidos por la venta de Colbún Transmisión S.A. y de la posición de liquidez de la Compañía, el 12 de octubre la Compañía distribuyó **dividendos por US\$1.000 millones**. Este pago se compone de (1) un dividendo provisorio por US\$250 millones, imputado a las utilidades líquidas correspondientes al ejercicio del año en curso, y (2) un dividendo eventual, con cargo a las utilidades de los ejercicios anteriores, por US\$750 millones, el cual fue aprobado en la JEA celebrada el 15 de septiembre.

- ■ ■ Respecto al avance en el desarrollo de nuestros proyectos durante el año, destacan:
- i. **Proyectos Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (232 MW):** Al 4T21 presenta un avance de un 93%, en línea con lo planificado. A Dic21 el proyecto se encuentra inyectando energía al sistema en forma progresiva. La puesta en servicio del parque completo está programada para el 1T22. La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$147 millones.
  - ii. **Proyecto eólico Horizonte (778 MW):** En Sep21 el Directorio aprobó su construcción, la cual se inició durante el 4T21. La inversión para este proyecto alcanza los US\$850 millones. Estimamos que comience a inyectar energía al sistema en 4T23 y la entrada en operación de los últimos aerogeneradores se proyecta hacia el 4T24.
  - iii. **Proyecto fotovoltaico Jardín Solar (537 MW):** En Sep21 se obtuvo su RCA (Resolución de Calificación Ambiental). Este proyecto aún no ha recibido la aprobación del Directorio para comenzar su construcción.
  - iv. Colbún tiene otros proyectos renovables en su portafolio por más de 1.800 MW, en diversas etapas de desarrollo (para más información ver sección “Plan de crecimiento y acciones de largo plazo”).

■ ■ ■ En Oct21 Colbún emitió su primer “**bono verde**” en el **mercado internacional**, por **US\$600 millones** (Regla 144A / Regulación S), con vencimiento a 10 años plazo (Ene32), obteniendo una tasa cupón de 3,15%, con un yield de 3,17%. Los fondos tienen como propósito financiar proyectos de energía renovable, elegibles de conformidad con nuestro Marco de Financiamiento Verde, adoptado en base a los criterios de *Sustainability Bond Guidelines* y los *Green Bond Principles 2021*, del *International Capital Markets Association (ICMA)*.

■ ■ ■ Colbún fue seleccionada para listar por sexto año consecutivo en el **DJSI Chile**, y por quinto año en el **DJSI Alianza Pacífico**. Además, la Compañía obtuvo el segundo lugar en el ranking del **Informe Reporta** por su Memoria Integrada 2020. Este ranking evalúa el flujo informativo que las empresas disponen al mercado.

■ ■ ■ En Nov21, en el contexto de la revisión anual de provisiones a fin de evaluar la aplicación de deterioros de acuerdo a normas IFRS, se registró una **provisión por deterioro** sobre ciertos activos por un monto neto de impuestos diferidos por un valor aproximado de **US\$102 millones**. Entre éstos, se incluye una provisión por deterioro de aproximadamente US\$100 millones del Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW), el cual continúa con su proceso de tramitación ambiental.

■ ■ ■ El 30 de diciembre de 2021 Colbún S.A. vendió la totalidad de sus participación (50%) en **Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.** a APG Energy & Infra Investments Chile Expansion SpA y Celeo Redes Chile Expansion SpA. Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda tiene como principales activos la Subestación San Luis y la Línea San Luis - Quillota. El precio de venta por el 50% asociado a la participación de Colbun en la sociedad fue de US\$14 millones. Esta venta generó una ganancia en el resultado antes de impuestos de Colbún de aproximadamente US\$12 millones.

### **Hechos destacados posteriores:**

---

■ ■ ■ En Dic21 Colbún anunció el **prepago total de los bonos que la Compañía tiene en el mercado local** (Series F e I), el cual se realizó el 24 de enero de 2022. El monto nocional vigente total de dichos bonos ascendía a UF4,6 millones. A Dic21 se registró una provisión de los costos contables asociados al prepago, el cual tuvo un efecto neto de impuestos sobre el resultado del año de US\$13 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 4T20 y 4T21 y acumulado a Dic20 y Dic21.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
12.069	10.922	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>2.677</b>	<b>2.569</b>	<b>(10%)</b>	<b>(4%)</b>
3.153	3.099	Clientes Regulados	753	737	(2%)	(2%)
7.191	6.680	Clientes Libres	1.889	1.652	(7%)	(13%)
1.725	1.142	Ventas en el Mercado Spot	35	180	(34%)	411%
<b>1.452</b>	<b>1.319</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.469</b>	<b>1.316</b>	<b>(9%)</b>	<b>(10%)</b>

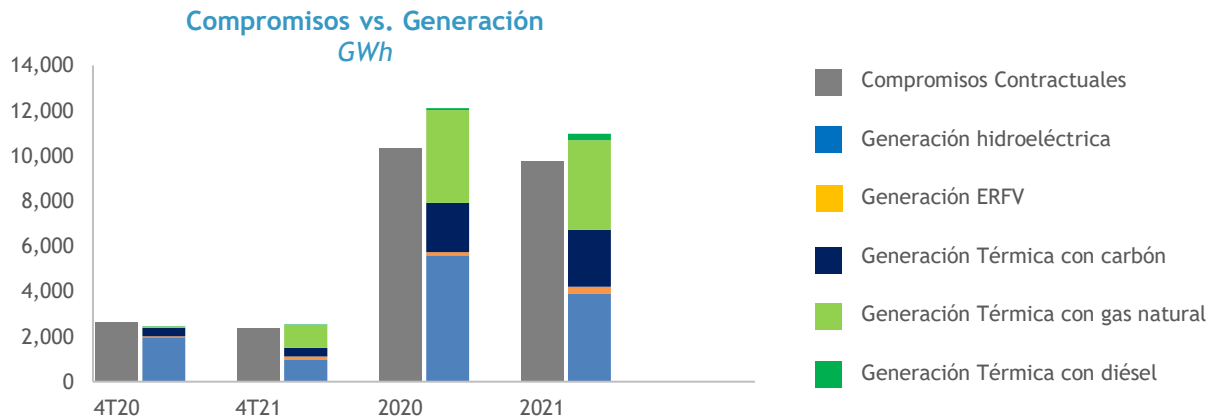
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
12.103	10.982	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>2.458</b>	<b>2.528</b>	<b>(9%)</b>	<b>3%</b>
5.596	3.905	Hidráulica	1.965	964	(30%)	(51%)
6.375	6.781	Térmica	450	1.410	6%	213%
4.108	3.966	Gas	62	997	(3%)	-
72	294	Diésel	6	28	306%	374%
2.195	2.520	Carbón	382	384	15%	0%
131	296	ERFV*	42	154	125%	264%
111	99	Eólica	35	29	(10%)	(16%)
21	197	Solar	7	125	846%	-
<b>281</b>	<b>286</b>	<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>281</b>	<b>105</b>	<b>2%</b>	<b>(63%)</b>
<b>1.444</b>	<b>857</b>	<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>(246)</b>	<b>74</b>	<b>(41%)</b>	<b>(130%)</b>

(\*): Considera la energía comprada a las centrales Punta Palmeras, propiedad de Acciona y Santa Isabel, propiedad de Total SunPower. ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 4T21 alcanzaron **2.569 GWh**, disminuyendo un 4% en comparación con el 4T20, principalmente explicadas por menores ventas a clientes libres, debido al término del contrato con Anglo American en Dic20, parcialmente compensadas por mayores ventas en el mercado spot. Por su parte, la **generación** del trimestre aumentó un 3% respecto al 4T20, principalmente por una mayor generación a Gas (+935 GWh) y Diesel (+22 GWh) debido a un mayor despacho económico y desacoples en el sistema interconectado. La generación ERFV también aumentó (+112 GWh), principalmente debido a la entrada en vigencia de un contrato de compras de energía a Total SunPower, en Ago21. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación hidroeléctrica (-1.001 GWh), principalmente debida a condiciones hidrológicas más secas durante el 4T21.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a Dic21 alcanzaron **10.922 GWh**, disminuyendo un 10% respecto a Dic20, principalmente debido a (1) menores ventas en el mercado spot explicadas por la menor generación registrada durante el año, (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 Dic21 disminuyó un 9% respecto a Dic20, principalmente debido a (1) una menor generación hidroeléctrica (-1.691 GWh), debido a las condiciones hidrológicas más desfavorables del año, y (2) una menor generación a gas (-141 GWh) debido a una menor importación de GNL y producto de la menor disponibilidad de gas argentino respecto al período anterior. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación en base a carbón (+325 GWh) y diésel (+222 GWh) producto del mayor despacho económico, y una mayor generación ERFV (+165 GWh), principalmente debido a la entrada en vigencia de un contrato de compras de energía a Total SunPower, en Ago21.

■ ■ ■ El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 74 GWh, mientras que el 4T20 se registraron compras netas por 246 GWh. Esta variación se explica principalmente por la mayor generación del trimestre. En términos acumulados, a Dic21, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 857 GWh, mientras que a Dic20 se registraron ventas netas por 1.444 GWh. Esta variación se explica principalmente por la menor generación acumulada a Dic21, en comparación con Dic20.



■ ■ ■ **Mix de generación en Chile:** A Dic21, el año hidrológico (Abr21 - Mar22) ha presentado precipitaciones inferiores a las de un año medio en las principales cuencas del SEN: Aconcagua: -70%; Maule: -52%; Laja: -23%; Biobío: -32%; y Chapo: -15%. El costo marginal promedio, medido en Alto Jahuel, aumentó respecto al 4T20, promediando US\$70,5/MWh en el 4T21, comparado con US\$35,9/MWh en el 4T20.

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
<b>77.709</b>	<b>81.486</b>	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>19.667</b>	<b>20.663</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>
20.633	16.475	Hidráulica	7.256	4.794	(20%)	(34%)
13.710	14.484	Térmica Gas	1.341	3.196	6%	138%
565	1.857	Térmica Diésel	40	249	229%	522%
27.349	28.013	Térmica Carbón	6.110	5.710	2%	(7%)
5.516	7.235	ERFV Eólica	1.724	2.294	31%	33%
7.626	10.769	ERFV Solar	2.610	3.794	41%	45%
2.310	2.651	Otros	586	628	15%	7%

## 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 4T20 y 4T21 y acumulado a Dic20 y Dic21.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
3.127	3.529	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>966</b>	<b>907</b>	13%	(6%)
1.531	1.548	Clientes Regulados	384	386	1%	1%
354	498	Clientes Libres	106	139	41%	32%
1.242	1.483	Ventas en el Mercado Spot	476	381	19%	(20%)
<b>559</b>	<b>564</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>558</b>	<b>566</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
2.887	3.439	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>989</b>	<b>930</b>	<b>19%</b>	<b>(6%)</b>
2.887	3.439	Gas	989	930	19%	(6%)
313	178	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	-	(43%)	-
929	1.306	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	476	381	41%	(20%)

Las **ventas físicas** durante el **4T21** alcanzaron **907 GWh**, disminuyendo en 6% respecto al 4T20, principalmente debido a menores ventas en el mercado spot como resultado de un menor despacho económico de centrales a gas en el sistema peruano y, en menor medida, por la menor disponibilidad de la central durante el trimestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por una mayor venta a clientes libres, debido a la firma de nuevos contratos en dicho segmento.

Por su parte, la **generación térmica** a gas de Fenix alcanzó **930 GWh**, disminuyendo en 6% respecto al 4T20 debido al menor despacho económico y la menor disponibilidad.

En **términos acumulados**, a Dic21 las **ventas físicas** alcanzaron **3.529 GWh**, aumentando en 13% respecto a Dic20 debido principalmente a (1) mayores ventas en el mercado Spot debido a la mayor generación de la central durante el año por la mayor demanda del sistema y mayor disponibilidad de la planta (2) mayores ventas a clientes libres debido al ingreso de nuevos contratos de suministro de energía como Distriluz Mercado Libre (25 MW), Tejidos San Jacinto (7.9 MW) y Seal Mercado Libre (5 MW) y (3) mayores ventas a clientes regulados por la recuperación de la demanda.

Por su parte, la **generación acumulada** a Dic21 alcanzó **3.439 GWh**, incrementando en 19% respecto a Dic20 principalmente por la mayor demanda en el mercado eléctrico peruano y la mayor disponibilidad de la planta durante el año.

El **balance en el mercado spot** en 4T21 registró ventas netas por **381 GWh**, en comparación con las ventas netas por 476 GWh durante el 4T20, debido a la menor generación registrada en el trimestre.

En **términos acumulados**, a Dic21 el balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.306 GWh, en comparación con las ventas netas por 929 GWh registradas a Dic20, debido a la mayor generación del año.

**Mix de generación en Perú:** La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) el 4T21 incrementó un 14,8% respecto al 4T20, debido principalmente a condiciones hidrológicas más húmedas presentadas durante el trimestre. Como resultado, la generación termoeléctrica disminuyó en un 10,0% durante el 4T21 en comparación con el 4T20.

La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al 4T21 fue de 3,0% respecto al 4T20, debido a la recuperación de la demanda del sistema.



### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 4T20 y 4T21 y acumulado a Dic20 y Dic21

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
<b>1.348,9</b>	<b>1.439,7</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>335,7</b>	<b>374,9</b>	<b>7%</b>	<b>12%</b>
438,4	454,5	Venta a Clientes Regulados	110,3	114,8	4%	4%
697,9	689,4	Venta a Clientes Libres	188,3	200,7	(1%)	7%
131,6	210,9	Ventas de Energía y Potencia	24,3	53,0	60%	118%
55,3	41,9	Peajes	6,1	-	(24%)	-
25,6	43,1	Otros Ingresos	6,6	6,5	68%	(2%)
<b>(554,4)</b>	<b>(782,0)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(123,6)</b>	<b>(176,0)</b>	<b>41%</b>	<b>42%</b>
(112,8)	(115,0)	Peajes	(38,1)	(30,2)	2%	(21%)
(54,1)	(70,6)	Compras de Energía y Potencia	(22,7)	(22,9)	31%	1%
(245,4)	(394,4)	Consumo de Gas	(31,7)	(84,1)	61%	165%
(9,5)	(49,3)	Consumo de Petróleo	(1,9)	(6,2)	418%	232%
(70,4)	(89,7)	Consumo de Carbón	(10,8)	(16,7)	27%	55%
(62,3)	(63,0)	Otros (*)	(18,4)	(15,9)	1%	(14%)
<b>794,5</b>	<b>657,8</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>212,1</b>	<b>199,0</b>	<b>(17%)</b>	<b>(6%)</b>
(65,4)	(79,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(17,7)	(17,6)	22%	(1%)
(46,6)	(57,9)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(14,5)	(17,1)	24%	18%
(246,6)	(213,2)	Gastos por Depreciación y Amortización	(63,0)	(52,7)	(14%)	(16%)
<b>435,9</b>	<b>307,0</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	<b>117,0</b>	<b>111,6</b>	<b>(30%)</b>	<b>(5%)</b>
<b>682,5</b>	<b>520,2</b>	<b>EBITDA</b>	<b>179,9</b>	<b>164,3</b>	<b>(24%)</b>	<b>(9%)</b>
11,2	5,0	Ingresos Financieros	1,5	1,6	(56%)	9%
(90,5)	(86,3)	Gastos Financieros	(22,3)	(21,8)	(5%)	(2%)
5,7	(13,8)	Diferencias de Cambio	3,5	(1,3)	(342%)	-
9,9	6,7	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	1,3	(33%)	(60%)
(240,2)	606,6	Otras Ganancias (Pérdidas)	(193,3)	(161,9)	(353%)	(16%)
<b>(303,7)</b>	<b>518,1</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(207,4)</b>	<b>(182,1)</b>	<b>-</b>	<b>(12%)</b>
<b>132,2</b>	<b>825,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>(90,4)</b>	<b>(70,5)</b>	<b>524%</b>	<b>(22%)</b>
(42,8)	(285,0)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	27,5	18,1	567%	(34%)
<b>89,5</b>	<b>540,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>(62,9)</b>	<b>(52,4)</b>	<b>504%</b>	<b>(17%)</b>
<b>162,9</b>	<b>545,3</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>0,5</b>	<b>(55,1)</b>	<b>235%</b>	<b>-</b>
(73,4)	(5,1)	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(63,3)</b>	<b>2,7</b>	<b>(93%)</b>	<b>-</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 4T20 y acumuladas a Dic20 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.

**Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre**

Tipos de Cambio	dic-20	dic-21
Chile (CLP / US\$)	710,95	844,69
Chile UF (CLP/UF)	29.070,33	30.991,74
Perú (PEN / US\$)	3,62	4,00

### 3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T20 y 4T21 y acumulado a Dic20 y Dic21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
1.134,0	1.237,0	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>285,4</b>	<b>330,0</b>	<b>9%</b>	<b>16%</b>
329,8	349,2	Venta a Clientes Regulados	82,9	87,6	6%	6%
675,5	666,9	Venta a Clientes Libres	182,3	195,1	(1%)	7%
108,8	172,6	Ventas de Energía y Potencia	15,1	42,5	59%	181%
19,9	48,4	Otros Ingresos	5,0	4,9	143%	(2%)
<b>(484,4)</b>	<b>(716,2)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(104,9)</b>	<b>(152,8)</b>	<b>48%</b>	<b>46%</b>
(130,4)	(135,4)	Peajes	(45,1)	(28,7)	4%	(36%)
(52,2)	(69,4)	Compras de Energía y Potencia	(22,7)	(22,7)	33%	0%
(179,5)	(320,8)	Consumo de Gas	(12,2)	(64,6)	79%	431%
(8,6)	(49,1)	Consumo de Petróleo	(0,9)	(6,2)	470%	555%
(70,4)	(89,7)	Consumo de Carbón	(10,8)	(16,7)	27%	55%
(43,2)	(51,9)	Otros (*)	(13,2)	(13,8)	20%	5%
<b>649,7</b>	<b>520,8</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>180,5</b>	<b>177,2</b>	<b>(20%)</b>	<b>(2%)</b>
(59,3)	(73,3)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,2)	(16,1)	24%	(1%)
(39,9)	(50,1)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(12,3)	(15,1)	25%	22%
(189,0)	(174,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(48,5)	(43,7)	(7%)	(10%)
<b>361,4</b>	<b>222,5</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	<b>103,5</b>	<b>102,4</b>	<b>(38%)</b>	<b>(1%)</b>
<b>550,4</b>	<b>397,5</b>	<b>EBITDA</b>	<b>152,0</b>	<b>146,1</b>	<b>(28%)</b>	<b>(4%)</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 4T20 y acumuladas a Dic20 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 4T21 ascendieron a **US\$330,0 millones**, aumentando un 16% respecto a los ingresos de US\$285,4 millones registrados el 4T20, debido principalmente a (1) mayores ventas físicas en el mercado spot; y (2) un mayor precio promedio de venta a clientes libres y regulados. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor volumen de ventas a clientes libres debido al término del contrato con Anglo American en Dic20.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic21 ascendieron a **US\$1.237,0 millones**, aumentando un 9% respecto a Dic20, producto de (1) mayores ventas spot producto de mayores costos marginales, a pesar de menores ventas físicas en ese mercado; (2) mayores "Otros Ingresos" debido principalmente a recaudación de IT y provisiones de peajes; y (3) mayores ventas a clientes regulados asociadas a un mayor precio promedio de venta. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas a clientes libres debido al término del contrato con Anglo American en Dic20.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T21 totalizaron **US\$152,8 millones**, aumentando un 46% respecto al 4T20, principalmente producto de (1) un mayor consumo de gas y diésel debido a una mayor generación con dichos combustibles durante el trimestre; y (2) mayores costos de consumo de carbón asociados a un mayor precio de compra de dicho combustible. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos de peajes debido a que durante el 4T20 se incluyó un cargo adicional extraordinario en los peajes de transmisión.

**En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic21 totalizaron **US\$716,2 millones**, aumentando un 48% respecto a Dic20, principalmente debido a (1) un mayor costo de consumo de gas producto de un mayor precio promedio de compra, (2) mayores costos de consumo de carbón y diésel asociados a una mayor generación con dichos combustibles, y (3) mayores costos de compras de energía en el mercado spot, principalmente por los mayores costos marginales del sistema respecto al año anterior.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 4T21 alcanzó **US\$146,1 millones**, disminuyendo un 4% respecto al EBITDA de US\$152,0 millones al 4T20, debido principalmente a los mayores costos de materias primas y consumibles utilizados explicados anteriormente y a mayores “Otros gastos, por Naturaleza” asociados a una menor base comparativa considerando que en 4T20 los servicios de terceros, capacitaciones, viajes, entre otros, se vieron suspendidos en su mayoría producto de la pandemia. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los mayores ingresos de actividades ordinarias explicados anteriormente.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic21 totalizó los **US\$397,5 millones**, disminuyendo un 28% respecto a Dic20, principalmente producto de (1) los mayores costos de materias primas y consumibles utilizados explicados anteriormente; (2) mayores gastos equivalentes en dólares de partidas en moneda local, especialmente en remuneraciones, producto de la apreciación del tipo de cambio durante el primer semestre del 2021, y (3) mayores “Otros gastos, por Naturaleza” asociados a una menor base comparativa considerando que en 2020 los servicios de terceros, capacitaciones, viajes, entre otros, se vieron suspendidos en su mayoría producto de la pandemia.

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

El 30 de septiembre Colbún concretó la venta de su filial Colbún Transmisión S.A. a Alfa Desarrollo SpA, controlada en un 80% por APG Energy and Infra Investments y en un 20% por Celeo Redes. La infraestructura de transmisión eléctrica vendida corresponde a 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. Adicionalmente, Colbún Transmisión S.A. es dueña de 27 subestaciones. **Dado esto, para el año 2021 los resultados de Colbún Transmisión S.A. se consolidan en Colbún S.A. sólo hasta Sep21 (período de 9 meses).**

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Colbún Transmisión S.A. consolidados en Colbún S.A., durante los trimestres 4T20 y 4T21 y acumulado a Dic20 y Dic21.

Tabla 6: EBITDA Transmisión Chile (US\$ millones) - Consolidado en Colbún S.A.

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
80,2	45,7	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	14,8	-	(43%)	-
80,2	45,7	Peajes	14,8	-	(43%)	-
(12,2)	(8,9)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(2,7)	-	(27%)	-
(1,9)	(0,3)	Peajes	(0,4)	-	(82%)	-
(10,3)	(8,6)	Otros (*)	(2,4)	-	(17%)	-
68,0	36,8	<b>MARGEN BRUTO</b>	12,0	-	(46%)	-
(1,1)	(0,6)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(0,4)	-	(47%)	-
(11,0)	(8,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(2,8)	-	(21%)	-
55,8	27,5	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	8,9	-	(51%)	-
66,8	36,2	<b>EBITDA</b>	11,6	-	(46%)	-

(\*) 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 4T20 y acumuladas a Dic20 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.

■ ■ ■ El **EBITDA** del negocio de transmisión consolidado en Colbún S.A a Dic21 asciende a **US\$36,2 millones**, que se compara con el EBITDA de US\$66,8 millones de este segmento a Dic20. El menor EBITDA se explica principalmente porque el año 2021 considera la consolidación de Colbún Transmisión sólo por 9 meses, mientras que los resultados del año 2020 consideran el año completo.

### 3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 4T20 y 4T21 y acumulado a Dic20 y Dic21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
159,6	171,8	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	44,1	45,0	8%	2%
108,6	105,3	Ventas a Clientes Regulados	27,4	27,2	(3%)	(1%)
22,4	22,6	Venta a Clientes Libres	6,0	5,6	1%	(7%)
22,9	38,3	Ventas Otras Generadoras	9,1	10,5	67%	15%
5,6	5,7	Otros Ingresos	1,5	1,8	1%	16%
(82,7)	(88,5)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(24,6)	(23,1)	7%	(6%)
(5,3)	(4,7)	Peajes	(1,2)	(1,5)	(12%)	26%
(1,8)	(1,8)	Compras de Energía y Potencia	(0,0)	(0,1)	(5%)	-
(65,9)	(73,6)	Consumo de Gas	(19,6)	(19,5)	12%	(0%)
(0,9)	(0,3)	Consumo de Diésel	(0,9)	0,0	(70%)	-
(8,7)	(8,1)	Otros (*)	(2,9)	(2,1)	(7%)	(30%)
76,9	83,3	<b>MARGEN BRUTO</b>	19,5	21,9	8%	12%
(6,2)	(6,4)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,5)	(1,5)	3%	(3%)
(5,5)	(7,4)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(1,7)	(2,1)	35%	24%
(46,6)	(35,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(11,7)	(8,9)	(24%)	(24%)
18,6	34,1	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (**)</b>	4,6	9,3	83%	104%
65,2	69,5	<b>EBITDA</b>	16,3	18,3	7%	12%

(\*) 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 4T20 y acumuladas a Dic20 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 4T21 ascendieron a US\$45,0 millones**, aumentando un 2% respecto a los ingresos percibidos en 4T20 por US\$44,1 millones, principalmente producto de las mayores ventas en el mercado spot como resultado del mayor precio promedio de venta, a partir de la entrada en vigencia de la nueva normativa que establece 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 comenzó a regir plenamente a partir de 1 de Julio, 2021.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic21 ascendieron a **US\$171,8 millones**, aumentando un 8% respecto a los ingresos percibidos a Dic20 por US\$169,6 millones, principalmente producto de las mayores ventas en el mercado spot como resultado de la mayor generación registrada en el año y del mayor precio promedio de venta.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados del 4T21 alcanzaron US\$23,1 millones**, disminuyendo un 6% respecto al 4T20, principalmente por (1) menores costos de consumo de diésel debido a que durante el 4T20 se generó con dicho combustible ya que TGP (Transportadora de Gas del Perú) realizó pruebas que restringieron el despacho de gas.

**En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic21 alcanzaron **US\$88,5 millones**, aumentando un 7% respecto a Dic20, principalmente por un mayor consumo de gas producto de la mayor generación registrada durante el período.

■ ■ ■ El EBITDA de Fenix totalizó US\$18,3 millones al 4T21, aumentando un 12% respecto al EBITDA de US\$16,3 millones registrado en el 4T20, debido principalmente a los mayores ingresos de actividades ordinarias y los menores costos de materias primas y consumibles utilizados explicados anteriormente.

En términos acumulados, el EBITDA de Fenix totalizó US\$69,5 millones a Dic21, aumentando un 7% respecto al EBITDA registrado a Dic20, principalmente producto de los mayores ingresos de actividades ordinarias del año, explicados anteriormente.

### 3.4. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 4T20 y 4T21 y acumulado a Dic20 y Dic21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
11,2	5,0	Ingresos Financieros	1,5	1,6	(56%)	9%
(90,5)	(86,3)	Gastos Financieros	(22,3)	(21,8)	(5%)	(2%)
5,7	(13,8)	Diferencias de Cambio	3,5	(1,3)	-	-
9,9	6,7	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	1,3	(33%)	(60%)
(240,2)	606,6	Otras Ganancias (Pérdidas)	(193,3)	(161,9)	-	(16%)
<b>(303,7)</b>	<b>518,1</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(207,4)</b>	<b>(182,1)</b>	-	(12%)
<b>132,2</b>	<b>825,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>(90,4)</b>	<b>(70,5)</b>	<b>524%</b>	<b>(22%)</b>
(42,8)	(285,0)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	27,5	18,1	567%	(34%)
<b>89,5</b>	<b>540,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>(62,9)</b>	<b>(52,4)</b>	<b>504%</b>	<b>(17%)</b>
<b>162,9</b>	<b>545,3</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>0,5</b>	<b>(55,1)</b>	<b>235%</b>	-
(73,4)	(5,1)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(63,3)	2,7	(93%)	-

■ ■ ■ El Resultado no operacional el 4T21 presentó una pérdida de US\$182,1 millones, comparado con la pérdida de US\$207,4 millones en 4T20. La menor pérdida se explica principalmente por menores provisiones por deterioro de activos individuales. Durante el 4T21 se registraron provisiones por un monto neto de impuestos diferidos de US\$102 millones por este concepto, de los cuales US\$100 millones correspondieron al proyecto hidroeléctrico San Pedro, el cual continúa con su proceso de tramitación ambiental. Por su parte, durante el 4T20 se registró una provisión contable por deterioro en la filial Fenix en Perú por un monto neto de impuestos diferidos de US\$127 millones.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic21 presentó una ganancia de US\$518,1 millones, comparado con la pérdida de US\$303,7 millones a Dic20. La ganancia a Dic21 se explica principalmente por el efecto extraordinario en resultados de la venta de la filial Colbún Transmisión S.A. El precio de venta ascendió a US\$1.185 millones, con lo cual el efecto en resultado antes de impuestos de esta transacción ascendió a US\$830 millones. Dicho efecto fue parcialmente compensado por las provisiones por deterioro registradas, explicadas anteriormente.

■ ■ ■ El 4T21 registró una ganancia por impuestos por US\$18,1 millones, comparado con la ganancia de US\$27,5 millones en 4T20. Las ganancias por impuestos registradas en ambos períodos se deben principalmente al efecto en resultados generado por el registro contable de las provisiones por deterioro mencionadas anteriormente, que se traducen en una disminución en el pasivo por impuesto diferido.

En términos acumulados, a Dic21 se registró un gasto por impuestos por US\$285,0 millones, comparado con el gasto por US\$42,8 millones a Dic20. El mayor gasto por impuestos se debe principalmente a (1) la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el año, asociada a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A. y (2) la depreciación del Sol Peruano durante el periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Esto último debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.



■ ■ ■ La Compañía presentó en el 4T21 una **pérdida** que alcanzó los **US\$52,4 millones**, comparada con una pérdida de US\$62,9 millones registrada durante el 4T20, debido en lo principal a las provisiones por deterioro registradas, explicadas anteriormente.

**En términos acumulados**, la compañía presentó una ganancia de **US\$540,2 millones** a Dic21, que se compara con la ganancia de US\$89,5 millones a Dic20. La mayor ganancia se explica principalmente por las mayores ganancias registradas en el resultado no operacional mencionadas.

## 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic20 y Dic21. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-20	dic-21	Var	Var %
Activos corrientes	1.259,2	1.766,4	507,3	40%
Activos no corrientes	5.374,7	4.836,1	(538,6)	(10%)
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.633,9</b>	<b>6.602,5</b>	<b>(31,4)</b>	<b>(0%)</b>
Pasivos corrientes	306,5	679,0	372,5	122%
Pasivos no corrientes	2.742,0	3.082,1	340,1	12%
Patrimonio neto	3.585,4	2.841,4	(743,9)	(21%)
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6.633,9</b>	<b>6.602,5</b>	<b>(31,4)</b>	<b>(0%)</b>

**Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$1.766,4 millones a Dic21, aumentando un 40% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido al aumento en Disponible e Inversiones Financieras, explicado en su mayor parte por la emisión de un bono internacional por US\$600 millones en Oct21.

**Activos No Corrientes:** Registraron US\$4.836,1 millones a Dic21, disminuyendo un 10% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido a una disminución en propiedades, plantas y equipos por US\$430 millones, asociados principalmente a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

**Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$679,0 millones a Dic21, aumentando un 121% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido a (1) la reclasificación desde el pasivo no corriente al corriente de la totalidad de los bonos locales (Series F e I), por un monto total de US\$151 millones, dado el anuncio de prepago de dichos bonos publicado en Dic21. Estos bonos fueron prepagados el 24 de enero de 2022; y (2) un aumento en los pasivos por impuestos corrientes por US\$136 millones, debido al mayor gasto por impuestos registrado en el periodo asociado a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

**Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$3.082,1 millones al cierre de Dic21, aumentando un 12% respecto al saldo registrado a Dic20, principalmente debido a la emisión de un bono internacional por US\$600 millones, anteriormente explicada. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) la reclasificación al corto plazo de la totalidad de los bonos locales, debido al anuncio de prepago mencionado anteriormente, (2) menores pasivos por impuestos diferidos y otros pasivos no financieros no corrientes por aproximadamente US\$21 millones y US\$15 millones respectivamente asociados a la venta de la filial Colbún Transmisión.

**Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$2.841,4 millones, disminuyendo un 21% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic20, principalmente debido al reparto de dividendos por US\$1.246 millones durante el año, de los cuales US\$1.000 millones fueron distribuidos en Oct21, producto de los ingresos extraordinarios percibidos por la venta de Colbún Transmisión S.A. y de la posición de liquidez de la Compañía. Dicho efecto fue parcialmente compensado por las ganancias registradas durante el periodo.

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

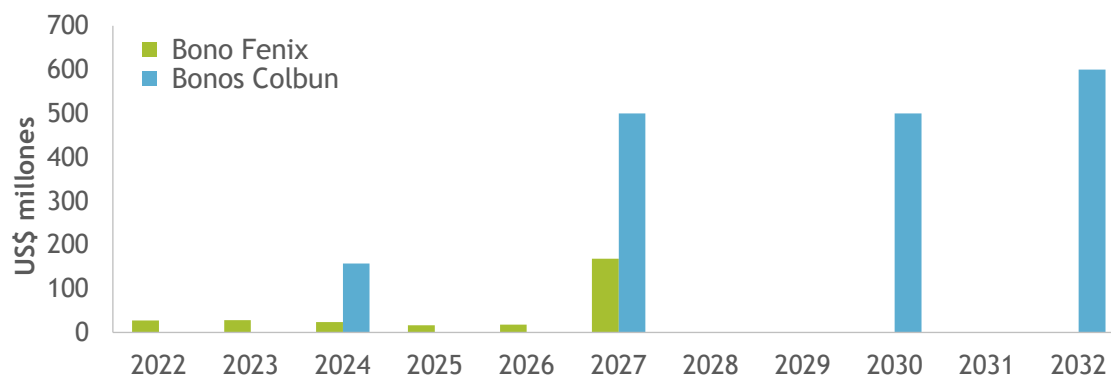
	dic-20	dic-21	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.796,3	2.310,5	514,2	29%
Inversiones Financieras**	967,4	1.419,2	451,8	47%
Deuda Neta	828,9	891,2	62,4	8%
EBITDA LTM	682,5	520,2	(162,3)	(24%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,7	0,5	41%

(\*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$281,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$13,0 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, y (3) un leasing financiero por US\$109,3 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

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

**Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo (\*)**

Vida Media	7,2 años
Tasa promedio	3,6% (100% tasa fija)
Moneda	100% USD



(\*) No incluye bonos locales por US\$185 mm (Series F e I), los cuales fueron prepagados el 24 de enero de 2021.



## 5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic20 y Dic21. 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	dic-21	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,11	2,60	(37%)
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	4,00	2,55	(36%)
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,85	1,32	55%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	10,06%	18,05%	79%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	89,94%	81,95%	(9%)
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	2,46	10,56	329%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	2,44%	16,81%	588%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,44%	8,24%	238%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,48%	6,54%	(23%)

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 **2,60x** y **2,55x** a Dic21, disminuyendo un 37% y 36% respectivamente con respecto a Dic20, principalmente producto del aumento de los pasivos corrientes asociado a (1) la reclasificación desde el pasivo no corriente al corriente de la totalidad de los bonos locales, dado el anuncio de prepagado de dichos bonos publicado en Dic21. Estos bonos fueron prepagados el 24 de enero de 2022; y (2) un aumento en los pasivos por impuestos corrientes debido al mayor gasto por impuestos registrado en el periodo asociado a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,32x** a Dic21, aumentando un 55% respecto al valor de 0,85x a Dic20 principalmente debido a (1) la disminución en el patrimonio a Dic21 debido al reparto de dividendos por US\$1.246 millones realizado durante el año, parcialmente compensado por las ganancias del período; y (2) el aumento en pasivos, principalmente debido a la emisión de un bono internacional por US\$600 millones.

■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Dic21 fue de **18,05%**, aumentando respecto al valor de 10,06% a Dic20, principalmente debido al aumento en los pasivos corrientes asociado a (1) la reclasificación desde el pasivo no corriente al corriente de la totalidad de los bonos locales; y (2) un aumento en pasivos por impuestos corrientes asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A.

■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Dic21 fue de **81,95%**, disminuyendo respecto al valor de 89,94% a Dic20, principalmente por la reclasificación desde el pasivo no corriente al corriente de la totalidad de los bonos locales, explicada anteriormente, y por un aumento en pasivos por impuestos corrientes asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la emisión del bono internacional por US\$600 millones.

■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Dic21 fue de **10,56x**, aumentando un 329% con respecto al valor obtenido a Dic20, principalmente debido a las mayores ganancias registradas los últimos 12 meses, en comparación con las del año 2020, principalmente explicadas por la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Dic21 fue de **16,81%**, aumentando un 588% respecto del valor de 2,44% registrado a Dic20. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias registradas los últimos 12 meses, en comparación con las del año 2020, principalmente explicadas por la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

■ La **Rentabilidad del Activo** a Dic21 fue de **8,24%**, registrando un aumento de 238% con respecto del valor de 2,44% a Dic20, principalmente producto de las mayores ganancias registradas los últimos 12 meses, en comparación con las del año 2020, principalmente explicadas por la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** a Dic21 fue de **6,54%**, disminuyendo un 23% respecto del valor de 8,48% a Dic20, principalmente producto del menor resultado operacional registrado durante el periodo.

## 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 %
dic-20	dic-21		4T20	4T21	Ac/Ac	T/T
797,4	967,4	<b>Efectivo Equivalente Inicial*</b>	966,0	1.886,0	21%	95%
525,4	334,5	Flujo Efectivo de la Operación	148,9	17,9	(36%)	(88%)
(246,5)	(800,2)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(119,2)	(441,7)	225%	271%
(117,9)	929,2	Flujo Efectivo de Inversión**	(38,7)	(41,6)	-	7%
161,0	463,5	<b>Flujo Neto del Período</b>	<b>(9,0)</b>	<b>(465,3)</b>	<b>188%</b>	<b>-</b>
9,0	(11,7)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	10,4	(1,4)	-	-
967,4	1.419,2	<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>967,4</b>	<b>1.419,2</b>	<b>47%</b>	<b>47%</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 4T21, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$465,3 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$9,0 millones del 4T20.

**Actividades de la operación:** Durante el 4T21 se generó un flujo neto positivo de US\$17,9 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$148,9 millones al 4T20 explicado principalmente por mayores costos operacionales registrados durante el trimestre. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo a Dic21 de US\$334,5 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$525,4 millones a Dic20, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

**Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$441,7 millones durante el 4T21, que se compara con el flujo neto negativo de US\$119,2 millones al 4T20, explicado principalmente por el reparto de un dividendo por US\$1.000 millones en Oct21, producto de los ingresos extraordinarios percibidos por la venta de Colbún Transmisión S.A. y de la posición de liquidez de la Compañía. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la emisión de un bono internacional por US\$600 millones en Oct21.

**En términos acumulados**, se generó un flujo negativo de US\$800,2 millones a Dic21, que se compara con los US\$246,5 millones a Dic20. El mayor flujo se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales

**Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$41,6 millones durante el 4T21 en línea con un flujo neto negativo de US\$38,7 millones al 4T20. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de US\$929,2 millones, que se compara con el flujo neto negativo por US\$117,9 millones a Dic20, principalmente explicado por los recursos recibidos asociados a la venta de la filial Colbún Transmisión, parcialmente compensados por los desembolsos por la construcción de Diego de Almagro y Horizonte.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

---

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.795 MW conformada por 2.159 MW en unidades térmicas, 1.626 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 6% 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.

El 30 de septiembre Colbún concretó la venta de su filial Colbún Transmisión S.A. a Alfa Desarrollo SpA, controlada en un 80% por APG Energy and Infra Investments y en un 20% por Celeo Redes. La infraestructura de transmisión eléctrica vendida corresponde a 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. Adicionalmente, Colbún Transmisión S.A. es dueña de 27 subestaciones.

### 7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

---

A Dic-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: -70%; Maule: -50%; Laja: -27%; Biobío: -36%; Chapo: -22%. En comparación con el año 2020, la cuenca del Aconcagua presentó precipitaciones menores en un 54% y en la cuenca del Maule menores en 36%, lo que se ha evidenciado en menores deshielos y caudales muy bajos. En la misma línea, pero en niveles más moderados, las cuencas del Biobío, Laja y Canutillar presentaron precipitaciones más bajas que el año 2020 en -27%, -24% y -23% respectivamente. En términos de energía afluente, a diciembre de 2021 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 (Pampa, PAE y Total), para complementar el suministro de GNL. Considerando estos nuevos contratos, Colbún tiene acuerdos de importación desde Argentina que totalizan 2.500.000 m<sup>3</sup> de gas por día, para los siguientes meses (enero y abril 2022).

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 48 clientes por 434 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 y volúmenes en que se contrate la compra de gas natural de mantenerse la condición hidrológica extrema seca.

## 7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

---

Durante el año 2021, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 51%, siendo 53% el valor registrado el año 2020.

En 2021 la demanda eléctrica aumentó en 9,8% en relación con el mismo período del año 2020, debido a la recuperación de la demanda eléctrica. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 4T21 se registró un aumento de la demanda eléctrica de un 3,0%.

Los costos marginales del sistema aumentaron a partir de la entrada en vigencia de la nueva normativa que establece 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 comenzó a regir plenamente a partir de 1 de Julio, 2021. El costo marginal promedio de Santa Rosa durante los meses de enero a junio 2021 alcanzó los US\$9,5/MWh, mientras que el promedio de los meses julio a diciembre del mismo año alcanzó los US\$25,1/MWh.

## 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 2.400 GWh. Considera la conexión al SEN en la futura S/E Parinas ubicada a 22 km.

Este proyecto se inició 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.

El 13 de septiembre de 2021 el SEA emitió la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto. El 21 de septiembre se anunció, en un encuentro realizado en Taltal, la aprobación por parte del Directorio del inicio de la construcción. El 8 de noviembre se declaró el inicio de la Fase de Construcción del Proyecto ante la Superintendencia de Medio Ambiente.

Las primeras actividades en terreno se iniciaron con la instalación de la fibra óptica para comunicaciones y el inicio de construcción del acceso a la Ruta 5. La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$850 millones. Estimamos que comience a inyectar energía al sistema en 4T23 y la entrada en operación de los últimos aerogeneradores se proyecta hacia el 4T24.

**■ ■ ■ Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (232 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 232 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 cuarto trimestre de 2021 el avance en terreno es de un 93%, en línea con lo planificado. Los contratos principales de construcción y suministro se encuentran en ejecución, con el 100% de los paneles fotovoltaicos en terreno. Desde el día 9 de diciembre el proyecto se encuentra inyectando energía al sistema entrando en forma progresiva, a diciembre 50 MW. La puesta en servicio del parque completo está programada para el 1T22.

**■ ■ ■ Proyecto Baterías Diego de Almagro (8 MW/32 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de una capacidad de 8 MW para 4 horas (32 MWh) en las instalaciones del parque fotovoltaico Diego de Almagro. La evacuación de la energía será por la infraestructura existente del parque fotovoltaico.

Durante el cuarto trimestre se desarrolló la ingeniería por parte de Colbun y se prepararon antecedentes para el envío a la autoridad. La inversión total del proyecto alcanza los US\$11 millones.

**■ ■ ■ 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 consistió en 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 cuarto trimestre de 2021 la planta se encuentra inyectando energía al sistema, entrando en forma progresiva.

La inversión en este proyecto alcanzó los US\$7 millones.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Inti Pacha I, II y III (250 MW cada fase):** 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 en tres fases, que cuenta con una capacidad instalada cercana a 250 MW por fase y una generación anual total de aproximadamente 2.000 GWh considerando las tres fases.

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

El proyecto obtuvo su RCA el 4T20. Durante el cuarto trimestre de 2021 Bienes Nacionales autoriza constitución de servidumbre de tránsito de los caminos de acceso.

■ ■ ■ **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 cuarto trimestre se continuó con los estudios de ingeniería básica avanzada, optimización de la línea de alta tensión y tramitación de permisos de acceso alternativo al sitio.

■ ■ ■ **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 12 km hasta la S/E Mulchén.

A la fecha se concluyeron todas las campañas ambientales, las campañas de arqueología y medio humano y se está preparando el EIA del Proyecto. Se están preparando las Participaciones Ciudadanas Anticipadas (PACAs), a realizarse en Enero y Marzo 2022. Se espera ingresar el proyecto a tramitación ambiental a mediados del año 2022.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Celda Solar (156 MW + 90MW de almacenamiento):** El proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar más almacenamiento con baterías que cuenta con una capacidad instalada cercana a 156 MW más 90 MW en baterías y una generación anual promedio de aproximadamente 428 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 76 km al sur de Arica, en la comuna de Camarones en la Región de Arica y Parinacota, y utiliza un área total de aproximadamente 960 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 5 km, conectándose a la subestación nueva Roncacho.

Durante el cuarto trimestre se continuó con la preparación y desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental, realizando los estudios de mecánica de suelo, investigación de medio humano, estudios hidrológicos, pruebas de hincado y estudios de flora y fauna.

■ ■ ■ **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 obtuvo su RCA el 3T21.

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 4T21, 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 impacto 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. Se realizó un segundo proceso de participación ciudadana entre septiembre y octubre 2021. El 09 de noviembre 2021 se emitió el segundo ICSARA. Este ICSARA 2 se respondió mediante la Adenda N° 2, la cual debe entregarse hasta el 31 de mayo 2022. Quedó pendiente por parte del SEA la emisión del ICSARA Ciudadano N° 2.

## 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 Nehuenco.

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

### B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. 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 (Pampa, PAE y Total), para complementar el suministro de GNL. Considerando estos nuevos contratos, Colbún tiene acuerdos de

importación desde Argentina que totalizan 2.500.000 m<sup>3</sup> de gas por día, para los siguientes meses (enero - abril 2022).

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 julio 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.

#### **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. El 7 de octubre de 2021 la Convención Constitucional aprobó el reglamento para comenzar con el trabajo de elaboración de una nueva Constitución. La Convención deberá redactar y aprobar una propuesta de texto de nueva Constitución en el plazo máximo de nueve meses, contado desde su instalación (4 de julio de 2021), plazo prorrogable por tres meses adicionales, pero por una sola vez. 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.

En el marco de la crisis sanitaria que afecta al país producto de la pandemia del COVID-19, 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. Luego, a través de prórrogas esta iniciativa extendió el plazo de los beneficios a los usuarios finales (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, se están tramitando actualmente en el Senado dos proyectos de ley relacionados con la Ley de Servicios Básicos:

- i. El 19 de agosto de 2021 se ingresó un proyecto de ley que establece una tercera prórroga de la Ley de Servicios Básicos, cuyo propósito es extender el plazo hasta el 31 de diciembre de 2022 para impedir los cortes y ampliar la cobertura de la población resguardada al 100% de vulnerabilidad. Esta iniciativa fue aprobada por la Cámara de Diputados y despachada al Senado.
- ii. El 4 de enero de 2022 el Ejecutivo ingresó al Senado un proyecto de ley que regula el prorrateo y pago de deudas de los servicios básicos y establece subsidios a clientes vulnerables, estos últimos definidos en el sector eléctrico como aquellos que registraron un consumo promedio durante el año 2021 de hasta 250 kWh/mes. La iniciativa amplía el plazo para acogerse a los beneficios de la Ley de Servicios Básicos hasta el 31 de marzo de 2022 y regula la deuda contraída entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 por los usuarios beneficiados por dicha Ley, para lo cual establece un beneficio adicional para los clientes vulnerables que consiste en un prorrateo automático en 48 meses de la deuda contraída. Estas cuotas mensuales no podrán superar el 15% de la cuenta promedio del cliente y serán cubiertas mediante un subsidio estatal. El saldo no cubierto durante el período se extingue. En esta iniciativa no se advierte una carga a las empresas generadoras. Este proyecto de Ley fue revisado y aprobado por las Comisiones de Economía y de Hacienda del Senado por lo que se espera su votación en Sala para luego ser despachado a la Cámara de Diputados.

También en el Senado se está tramitando el Proyecto de Ley que busca adelantar el cierre de centrales a carbón. Esta iniciativa, iniciada 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. Actualmente, este proyecto de ley está siendo revisado por la Comisión de Minería y Energía del Senado, que ha recibido a diversos invitados para exponer sus apreciaciones. 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 hasta el año 2040, junto con revisiones cada 5 años en conjunto con el regulador.

En el marco de esta discusión, recientemente ingresó a tramitación vía moción en el Senado un proyecto de ley que prohíbe inyectar al Sistema energía proveniente de fuentes fósiles a partir del 1° de enero de 2030. Esta iniciativa fue aprobada por la Comisión de Minería y Energía del Senado para ser revisada y votada en Sala.

Además, continúa tramitándose en 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 se encuentra en revisión por parte de la Comisión de Medio Ambiente. Posteriormente, será revisada por la Comisión de Minería y Energía de la Cámara. Hasta ahora no ha habido mayores avances en esta discusión.

Adicionalmente, cabe destacar que la agenda legislativa se verá alterada por el receso parlamentario durante febrero y, posteriormente, por la instalación en marzo del gobierno del nuevo Presidente Electo. No obstante, se destaca el reciente ingreso por parte del Ejecutivo de 3 proyectos de ley relacionados con la promoción de los sistemas de almacenamiento y la electromovilidad, la promoción de las energías renovables y el impulso para la creación de un mercado del hidrógeno verde en Chile. Estos proyectos de ley ingresaron en diciembre pasado a la Cámara de Diputados, van a ser revisados por la Comisión de M&E y por la Comisión de Hacienda de la Cámara. No obstante, es altamente probable que su tramitación trascenderá hacia el siguiente período parlamentario.

Por otro lado, el Gobierno saliente traspasará a la siguiente administración otros cambios regulatorios propuestos 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. La Estrategia definida por el Ministerio de Energía considera tres ejes o pilares: (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 desarrollando modificaciones normativas a nivel reglamentario y de normas técnicas, entre las cuales se destaca el proceso de elaboración de un nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia que busca

perfeccionar el mecanismo de remuneración de la suficiencia e introducir señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad al sistema eléctrico. La propuesta final para este nuevo reglamento 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, y a partir de la Consulta Pública realizada, se debería dar a conocer próximamente una versión final del nuevo reglamento para ser ingresada a la Contraloría para su toma de razón.

En agosto de 2021, se publicó un Decreto “Preventivo” de Racionamiento (DS N° 51/2021) del Ministerio de Energía que establece una serie de medidas preventivas para evitar el racionamiento eléctrico, las que estarán vigentes hasta el 31 de marzo de 2022, con el objeto de “evitar, manejar, disminuir o superar los déficits de generación que se puedan producir en el Sistema Eléctrico Nacional, preservando con ello la seguridad”. En este Decreto se consideraron iniciativas aplicables a la generación, transmisión y distribución, además de otras acciones aplicables a la demanda. Entre las principales medidas se contemplan: la aceleración de la conexión de proyectos avanzados, la aceleración de la conexión de pequeños medios de generación distribuidos (“PMGD”) y autodespacho de los medios de generación de pequeña escala, la utilización de energía embalsada, la definición de condición hidrológica a utilizar en la programación de la operación por el Coordinador, la optimización del mantenimiento de unidades generadoras, el registro de capacidad de generación adicional, maximizar la disponibilidad de infraestructura para GNL, el monitoreo de indisponibilidades de combustibles, el tratamiento especial de instalaciones de transmisión, relajación de normas de calidad de servicio (tensión) en los sistemas de distribución, etc. Además, el Decreto autoriza a las empresas generadoras y distribuidoras para adoptar medidas como promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, suspender el suministro, en los casos señalados en el Decreto. Finalmente, se establece un procedimiento para la administración de déficit y pagos de compensaciones, además de consideraciones sobre calidad y continuidad de suministro y condiciones de racionamiento.

En este contexto, el Ministerio de Energía está preparando el envío de una modificación al Decreto “Preventivo” de Racionamiento para ampliar el plazo de vigencia de este hasta el 30 de septiembre de 2022 y establecer nuevas medidas que buscan implementar un nuevo esquema de adquisición y remuneración especial para compra de diésel de seguridad, con el objeto de asegurar abastecimiento y reducir riesgo de generación. En este esquema se considera que los requerimientos excepcionales que se establezcan serán remunerados a prorrata de los retiros que efectúen los generadores en el sistema. Adicionalmente, el nuevo Decreto establece nuevas reglas para el reconocimiento de potencia de centrales termoeléctricas que utilizan para su operación combustible diésel y gas natural.

## Perú

El 4 de mayo de 2021, se publicó una resolución que modifica el Procedimiento Técnico del COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”, estableciendo un cambio en la metodología del cálculo de los Costos Marginales en el mercado de corto plazo. 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 comenzó a regir plenamente a partir de 1 de Julio, 2021.

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.

En este contexto, con fecha 21 de septiembre de 2021 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución Directoral N° 368-2021-MINEM/DGH que dispone la publicación del proyecto del “Procedimiento Operativo del mercado electrónico de las subastas de transferencia de volumen de suministro y/o capacidad de transporte de gas natural (MECAP)” y su Informe Técnico Legal, para la emisión de comentarios por los interesados.

Finalmente, con fecha 18 de diciembre se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución de Consejo Directivo N° 244-2021-OS/CD que modificó el Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” (PR-07) (Res. N° 244-2021-OS/CD). Las referidas modificaciones entrarán en vigencia desde el 1 de julio de 2022.

#### **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, octubre de 2017 y agosto de 2021 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 5,5% durante el 4T21 respecto al 4T20, mientras que Perú ha experimentado un aumento de aproximadamente un 3,0% en comparación al 4T20.

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 31 de diciembre de 2021, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

### B.2.3 Riesgo de crédito

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

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

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

Al 31 de diciembre de 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 31 de diciembre de 2021, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$1.419 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 80 días e inversiones de renta fija con plazo de 2 a 3 años que se estima mantener hasta su vencimiento. Los depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados).

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 no comprometidas por un total de US\$25 mm, contratadas con dos bancos locales.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$100 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera (excluyendo la totalidad de los bonos locales, que fueron prepagados el 24 de enero de 2022). Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2021 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, ambas 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 31 de diciembre 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\$4,7 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 25%. 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 la contraparte que concentra la mayor participación en términos de notional alcanza el 51%

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.*