



3° TRIMESTRE 2021



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 30 de septiembre de 2021

3T21

INFORME TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	5
Generación y Ventas Físicas Chile	5
Generación y Ventas Físicas Perú	7
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	8
Análisis Resultado Operacional Generación Chile	9
Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile	10
Análisis Resultado Operacional Perú	11
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	12
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	14
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	16
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	18
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	19
Perspectivas de mediano plazo Chile	19
Perspectivas de mediano plazo Perú	20
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	20
Gestión de riesgo	23

Conference Call
Resultados 3T21

Fecha: Viernes 29 de octubre 2021

Hora: 10:00 AM Eastern Time
11:00 AM Chilean Time

US Toll Free: +1 888-506-0062
International Dial: +1 973 528 0011
Event Link:
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/43320>

Contacto Relación con Inversionistas:

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

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

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

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

Principales Cifras a Nivel Consolidado:

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del tercer trimestre del año 2021 (3T21) ascendieron a **US\$357,1 millones**, aumentando un 4% respecto a los ingresos registrados el tercer trimestre del año 2020 (3T20), principalmente debido a (1) mayores ventas spot en Chile producto de mayores costos marginales, a pesar de menores ventas físicas en ese mercado; (2) mayores ventas spot en Perú producto de mayores ventas físicas y de un mayor costo marginal. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas físicas a clientes libres, debido principalmente al término del contrato con Anglo American en Dic20.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep21 alcanzaron los **US\$1.064,8 millones**, aumentando un 5% respecto a los ingresos registrados a Sep20. A las razones que explican la variación del tercer trimestre y que aplican asimismo a los ingresos acumulados, se suma el impacto de una mayor demanda eléctrica de clientes regulados en Chile frente a los deprimidos niveles del 2020 afectados por la pandemia.

El **EBITDA** consolidado del 3T21 alcanzó **US\$71,8 millones**, disminuyendo un 59% con respecto al EBITDA de US\$175,0 millones del 3T20. Esta caída obedece principalmente a (1) una significativa menor generación hidroeléctrica (consecuencia de la extrema sequía que afecta a Chile) y (2) un aumento muy importante del costo de generación térmica y de las compras en el mercado spot debido a los mayores precios de los combustibles fósiles registrados en los mercados internacionales. También se registraron mayores “Otros gastos, por Naturaleza” asociados a una menor base comparativa considerando que en 3T20 los servicios de terceros, capacitaciones, viajes, entre otros, se vieron suspendidos en su mayoría producto de la pandemia.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep21 totalizó los **US\$355,9 millones**, disminuyendo un 29% respecto a Sep20. Las mismas razones que explican las variaciones del 3T21 aplican, aunque en menor grado, al EBITDA acumulado.

El **Resultado no operacional** el 3T21 presentó una ganancia de **US\$790,4 millones**, comparado con la pérdida de US\$24,8 millones en 3T20. La ganancia se explica 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.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep21 presentó una ganancia de **US\$706,2 millones**, comparado con la pérdida de US\$96,3 millones a Sep20, básicamente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El 3T21 registró un **gasto por impuestos** por **US\$202,4 millones** (US\$25,8 millones en 3T20). El aumento se debe principalmente a (1) la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre 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 llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

En términos acumulados, a Sep21 se registró un gasto por impuestos por **US\$303,1 millones** (US\$70,3 millones a Sep20). El mayor gasto por impuestos se debe principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

La Compañía presentó en el 3T21 una **ganancia** que alcanzó los **US\$600,9 millones**, comparado con una ganancia de US\$62,2 millones registrada durante el 3T20, debido en lo principal a las mayores ganancias registradas en el resultado no operacional mencionadas.

En términos acumulados, la compañía presentó una ganancia de **US\$592,6 millones** a Sep21, que se compara con la ganancia de US\$152,3 millones a Sep20. La mayor ganancia se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Hechos destacados del trimestre:

■ ■ ■ Respecto a la contingencia de la **pandemia COVID-19**, las centrales de la Compañía continúan operando con normalidad y Colbún continúa 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. La demanda de energía en Chile ha experimentado un crecimiento de aproximadamente 8,5% durante el 3T21 respecto al 3T20 y de 3,6% en los últimos 12 meses, mientras que en Perú ha experimentado un crecimiento de aproximadamente 7,2% durante el trimestre, en relación con el mismo período del año 2020 y de 8,8% en los últimos 12 meses.

■ ■ ■ En septiembre de este año, el Directorio aprobó iniciar la construcción del **proyecto eólico Horizonte**. El proyecto considera una capacidad instalada de 778 MW y está ubicado en la Región de Antofagasta, comuna de Taltal. El inicio de la construcción está programado para el 4T21 y la entrada en operación de los últimos aerogeneradores hacia el 4T24. La inversión para este proyecto alcanza los US\$850 millones.

■ ■ ■ El 29 de septiembre la Comisión de Evaluación Ambiental aprobó la RCA (Resolución de Calificación Ambiental) del **proyecto fotovoltaico Jardín Solar**. El proyecto, ubicado en la comuna de Pozo Almonte, en la región de Tarapacá, tiene una capacidad instalada de 537 MW. Este proyecto aún no ha recibido la aprobación del Directorio para comenzar su construcción.

■ ■ ■ 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.

■ ■ ■ El 30 de septiembre Colbún obtuvo el segundo lugar en **Informe Reporta**, el cual evalúa el flujo informativo que las empresas disponen al mercado, por su Memoria Anual Integrada 2020.

Hechos destacados posteriores:

■ ■ ■ 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 fueron pagados **dividendos por un total de 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.

■ ■ ■ El 14 de octubre Colbún emitió su primer **“bono verde” en el mercado internacional, por US\$600 millones** (Regla 144A / Regulación S), con vencimiento a 10 años plazo (Enero 2032), 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).

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 3T20 y 3T21 y acumulado a Sep20 y Sep21.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
9.368	8.385	Total Ventas Físicas (GWh)	3.453	2.768	(10%)	(20%)
2.400	2.363	Clientes Regulados	827	846	(2%)	2%
5.278	5.007	Clientes Libres	1.836	1.639	(5%)	(11%)
1.690	1.015	Ventas en el Mercado Spot	789	283	(40%)	(64%)
1.446	1.319	Potencia (MW)	1.486	1.318	(9%)	(11%)

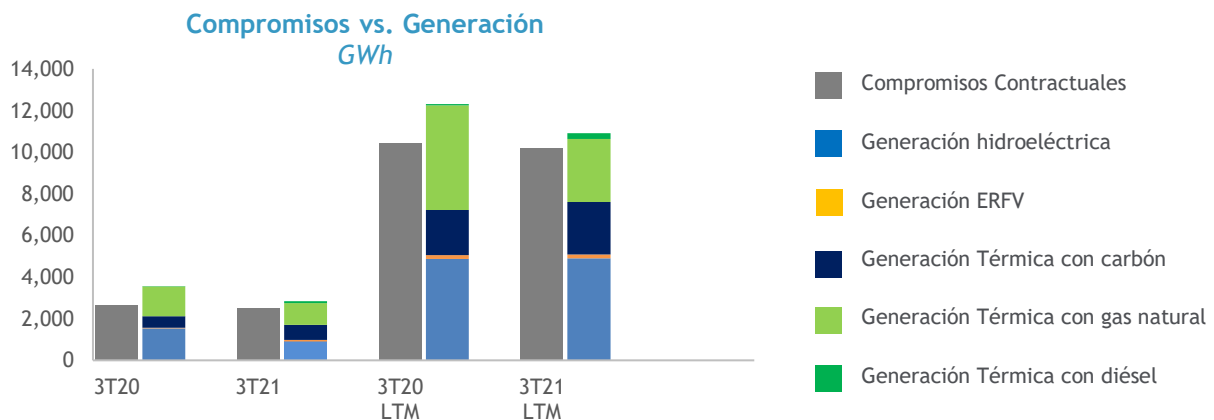
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
9.645	8.454	Total Generación (GWh)	3.546	2.849	(12%)	(20%)
3.631	2.941	Hidráulica	1.530	899	(19%)	(41%)
5.924	5.371	Térmica	1.978	1.861	(9%)	(6%)
4.045	2.969	Gas	1.429	1.040	(27%)	(27%)
66	266	Diésel	3	102	300%	2853%
1.813	2.136	Carbón	545	719	18%	32%
89	142	ERFV*	39	88	59%	129%
75	106	Eólica	34	62	41%	81%
14	35	Solar	4	26	157%	537%
0	155	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-	-
1.690	860	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	789	283	(49%)	(64%)

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

Las **ventas físicas** durante el 3T21 alcanzaron **2.768 GWh**, disminuyendo un 20% en comparación con el 3T20, principalmente debido a (1) las menores ventas en el mercado spot, por la menor generación registrada durante el trimestre y (2) las menores ventas a clientes libres producto del vencimiento del contrato con Anglo American en Dic20. Por su parte, la **generación** del trimestre disminuyó un 20% respecto al 3T20, principalmente por (1) una menor generación hidroeléctrica (-631 GWh) debido principalmente a condiciones hidrológicas muy desfavorables y (2) una menor generación en base a gas (-389 GWh) producto de la menor disponibilidad de gas en el sistema respecto al mismo trimestre del año anterior. Dichos efectos fueron parcialmente compensados una mayor generación a carbón (+174 GWh) y diésel (+98 GWh) debido a un mayor despacho económico y a desacoples en el sistema eléctrico nacional.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a Sep21 alcanzaron **8.385 GWh**, disminuyendo un 10% respecto a Sep20, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, la **generación acumulada** a Sep21 alcanzó 8.454 GWh, disminuyendo un 12% respecto a Sep20, principalmente debido a (1) una menor generación a gas (-1.076 GWh) debido a una menor importación de GNL y producto de la menor disponibilidad de gas argentino respecto al periodo anterior y (2) una menor generación hidroeléctrica (-690 GWh) debido a condiciones hidrológicas muy desfavorables. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación en base a carbón (+324 GWh) y diésel (+200 GWh) producto del mayor despacho económico.

■ ■ ■ El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 283 GWh, mientras que el 3T20 se registraron ventas netas por 789 GWh. Esta variación se explica principalmente por la menor generación durante el trimestre. En términos acumulados, a Sep21, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 860 GWh, mientras que a Sep20 se registraron ventas netas por 1.690 GWh. Esta variación se explica principalmente por una menor generación acumulada a Sep21.



■ ■ ■ **Mix de generación en Chile:** A Sep-21, el año hidrológico (Abr21-Mar22) ha presentado precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN De este modo, los déficits fueron: Aconcagua: -69%; Maule: -50%; Laja: -20%; Biobío: -31%; y Chapo: -14%. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel alcanzó los US\$88/MWh en el 3T21, aumentando respecto al promedio de US\$42/MWh en el 3T20.

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Acc/Acc	T/T
58.043	60.821	Total Generación (GWh)	19.101	20.726	5%	9%
13.376	11.681	Hidráulica	5.337	3.610	(13%)	(32%)
12.369	11.288	Térmica Gas	3.602	3.976	(9%)	10%
525	1.609	Térmica Diésel	84	746	206%	789%
21.240	22.304	Térmica Carbón	6.353	7.264	5%	14%
3.793	4.940	ERFV Eólica	1.512	2.008	30%	33%
5.015	6.976	ERFV Solar	1.705	2.444	39%	43%
1.724	2.023	Otros	508	678	17%	34%

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 3T20 y 3T21 y acumulado a Sep20 y Sep21.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
sept-20	sept-21		3T20	3T21	T/T	Ac/Ac
2.161	2.622	Total Ventas Físicas (GWh)	1.019	1.184	16%	21%
1.395	1.520	Clientes bajo Contrato	467	507	9%	9%
766	1.102	Ventas en el Mercado Spot	552	677	23%	44%
559	563	Potencia (MW)	558	565	1%	1%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
sept-20	sept-21		3T20	3T21	T/T	Ac/Ac
1.898	2.509	Total Generación (GWh)	1.042	1.210	16%	32%
1.898	2.509	Gas	1.042	1.210	16%	32%

313	178	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	-	-	-
453	925	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	552	677	23%	104%

Las ventas físicas durante el 3T21 alcanzaron **1.184 GWh**, aumentando un 16% respecto al 3T20. Las mayores ventas físicas son explicadas principalmente por (1) las mayores ventas en el mercado spot como resultado de la mayor generación de la central durante el periodo y (2) las mayores ventas a clientes bajo contrato asociadas principalmente a (i) el ingreso de nuevos contratos por 40 MW y (ii) la recuperación de la demanda respecto de los deprimidos niveles del 2020 afectados por la pandemia. Por su parte, la **generación térmica** a gas de Fenix alcanzó **1.210 GWh**, aumentando un 16% respecto al 3T20 principalmente producto del mayor despacho de la central asociada a la recuperación de la demanda eléctrica en el mercado peruano.

En términos acumulados, a Sep21 las ventas físicas alcanzaron **2.622 GWh**, aumentando un 21% respecto a Sep20 principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, la generación acumulada a Sep21 alcanzó los **2.509 GWh**, aumentando un 32% respecto a Sep20 principalmente por (1) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y (2) de la menor disponibilidad de la planta durante el 1T20, producto de la reparación de la turbina de gas TG12 y del mantenimiento preventivo de la turbina de gas TG11 que se llevó a cabo en 2020.

El **balance en el mercado spot** registró ventas netas por **677 GWh**, en comparación con las ventas netas por 552 GWh durante el 3T20, debido a la mayor generación registrada en el periodo. En términos acumulados, a Sep21 el balance en el mercado spot registró ventas netas por **925 GWh**, en comparación con las ventas netas por 453 GWh registradas a Sep20 principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Mix de generación en Perú: La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) el 3T21 disminuyó un 0,4% respecto al mismo periodo del año 2020, principalmente debido a la menor disponibilidad de las centrales hidroeléctricas durante el periodo. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 15,7% durante el 3T21 en comparación con el 3T20, principalmente debido a la mayor demanda del sistema.

La demanda eléctrica aumentó en 7,2% en relación con el mismo período del año 2020, principalmente 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 3T20 y 3T21 y acumulado a Sep20 y Sep21

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
1.013,1	1.064,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	344,0	357,1	5%	4%
328,0	339,7	Venta a Clientes Regulados	117,7	117,1	4%	(0%)
509,6	488,8	Venta a Clientes Libres	169,3	153,7	(4%)	(9%)
107,4	157,9	Ventas de Energía y Potencia	38,5	64,4	47%	67%
49,2	41,9	Peajes	14,3	2,9	(15%)	-
19,0	36,6	Otros Ingresos	4,3	19,0	93%	-
(430,8)	(606,0)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(141,8)	(253,3)	41%	79%
(74,7)	(84,8)	Peajes	(26,5)	(23,9)	14%	(10%)
(31,4)	(47,8)	Compras de Energía y Potencia	(8,9)	(18,5)	52%	109%
(213,7)	(310,3)	Consumo de Gas	(75,5)	(149,9)	45%	98%
(7,7)	(43,2)	Consumo de Petróleo	(0,4)	(18,8)	-	-
(59,5)	(72,9)	Consumo de Carbón	(17,5)	(26,6)	23%	52%
(43,8)	(47,1)	Otros (*)	(13,0)	(15,5)	7%	19%
582,3	458,8	MARGEN BRUTO	202,2	103,8	(21%)	(49%)
(47,6)	(62,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,5)	(19,3)	30%	17%
(32,1)	(40,8)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(10,7)	(12,7)	27%	19%
(183,7)	(166,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(62,1)	(58,9)	(9%)	(5%)
318,9	189,5	RESULTADO DE OPERACIÓN (**)	112,9	12,9	(41%)	(89%)
502,6	355,9	EBITDA	175,0	71,8	(29%)	(59%)
9,8	3,4	Ingresos Financieros	1,8	0,9	(66%)	(47%)
(68,2)	(64,6)	Gastos Financieros	(22,9)	(21,0)	(5%)	(8%)
2,2	(12,5)	Diferencias de Cambio	2,1	(10,3)	-	-
6,7	5,4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,2	2,1	(19%)	(6%)
(46,8)	774,5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(8,0)	818,7	-	-
(96,3)	706,2	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(24,8)	790,4	-	-
222,6	895,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	88,0	803,3	-	-
(70,3)	(303,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(25,8)	(202,4)	-	-
152,3	592,6	GANANCIA (PÉRDIDA)	62,2	600,9	-	-
162,4	600,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	64,6	604,2	-	-
(10,1)	(7,8)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(2,4)	(3,2)	-	-

(*) 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 3T20 y acumuladas a Sep20 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	sept-20	dic-20	sept-21
Chile (CLP / US\$)	788,15	710,95	811,90
Chile UF (CLP/UF)	28.707,85	29.070,33	30.088,37
Perú (PEN / US\$)	3,60	3,62	4,14

3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T20 y 3T21 y acumulado a Sep20 y Sep21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
848,6	907,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	286,9	296,2	7%	3%
246,9	261,7	Venta a Clientes Regulados	90,9	92,5	6%	2%
493,2	471,8	Venta a Clientes Libres	162,7	149,1	(4%)	(8%)
93,6	130,0	Ventas de Energía y Potencia	30,3	45,7	39%	51%
14,9	43,5	Otros Ingresos	3,0	8,8	192%	199%
(379,5)	(563,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(122,1)	(235,5)	48%	93%
(85,3)	(106,7)	Peajes	(30,9)	(31,3)	25%	1%
(29,6)	(46,6)	Compras de Energía y Potencia	(8,8)	(18,4)	58%	109%
(167,4)	(256,2)	Consumo de Gas	(54,9)	(128,2)	53%	134%
(7,7)	(42,9)	Consumo de Petróleo	(0,4)	(18,8)	-	-
(59,5)	(72,9)	Consumo de Carbón	(17,5)	(26,6)	22%	52%
(30,1)	(38,1)	Otros (*)	(9,5)	(12,1)	27%	28%
469,1	343,6	MARGEN BRUTO	164,8	60,7	(27%)	(63%)
(43,0)	(57,2)	Gastos por Beneficios a Empleados	(15,0)	(17,7)	33%	18%
(27,6)	(35,0)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(8,9)	(10,8)	27%	-
(140,5)	(131,2)	Gastos por Depreciación y Amortización	(47,1)	(44,2)	(7%)	(6%)
257,9	120,1	RESULTADO DE OPERACIÓN (**)	93,8	(12,0)	(53%)	-
398,4	251,3	EBITDA	140,9	32,2	(37%)	(77%)

(*) 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 3T20 y acumuladas a Sep20 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 3T21 ascendieron a **US\$296,2 millones**, aumentando un 3% respecto a los ingresos de US\$286,9 millones registrados el 3T20, debido principalmente a mayores ingresos por venta de energía y potencia en el mercado spot, producto de mayores costos marginales, a mayores ventas a clientes regulados, parcialmente compensados por menores ventas a clientes libres, las que reflejan el término del contrato con Anglo American en Dic20.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep21 ascendieron a **US\$907,0 millones**, aumentando un 7% respecto a Sep20, producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 3T21 totalizaron **US\$235,5 millones**, aumentando un 93% respecto al 3T20, principalmente producto de (1) mayores costos de consumo de gas, a pesar de la menor generación del trimestre con dicho combustible, debido a un mayor precio promedio de compra, (2) mayores costos de consumo de petróleo y carbón asociados a una mayor generación con ambos combustibles y (3) mayores compras de energía y potencia asociados en el a (i) mayores pagos IT producto del aumento de los costos marginales durante los meses de julio y agosto y (ii) la entrada en vigencia de contrato de compra de energía a Total Sun Power.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Sep21 totalizaron **US\$563,4 millones**, aumentando un 48% respecto a Sep20, principalmente debido a (1) un mayor costo de consumo de gas, a pesar de la menor generación con dicho combustible, producto de un mayor precio promedio de compra, (2) mayores costos de peajes asociados a la inclusión de un cargo adicional en los cargos de transmisión en Jul20, (3) un mayor consumo de petróleo asociado a una mayor generación con dicho combustible y (4) un mayor costo

de consumo de carbón y diésel, asociado a una mayor generación con dichos combustibles y (5) mayores pagos IT explicados anteriormente.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 3T21 alcanzó **US\$32,2 millones**, disminuyendo un 77% respecto al EBITDA de US\$140,9 millones al 3T20, debido principalmente a (1) una significativa menor generación hidroeléctrica (consecuencia de la extrema sequía que afecta a Chile) y (2) un aumento muy importante del costo de generación térmica y de las compras en el mercado spot debido a los mayores precios de los combustibles fósiles registrados en los mercados internacionales. También se registraron mayores “Otros gastos, por Naturaleza” asociados a una menor base comparativa considerando que en 3T20 los servicios de terceros, capacitaciones, viajes, entre otros, se vieron suspendidos en su mayoría producto de la pandemia.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep21 totalizó los **US\$251,3 millones**, disminuyendo un 37% respecto a Sep20, principalmente producto de (1) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y (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.

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

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T20 y 3T21 y acumulado a Sep20 y Sep21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
65,4	45,7	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	21,4	6,0	(30%)	(72%)
65,4	45,7	Peajes	21,4	6,0	(30%)	(72%)
(9,5)	(8,9)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(2,7)	(3,3)	(6%)	21%
(1,5)	(0,3)	Peajes	(1,2)	(0,3)	(77%)	(78%)
(8,0)	(8,6)	Otros (*)	(1,5)	(3,1)	7%	101%
55,9	36,8	MARGEN BRUTO	18,7	2,7	(34%)	(86%)
(0,7)	(0,6)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(0,2)	(0,2)	(15%)	(1%)
(8,2)	(8,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(2,8)	(3,1)	6%	11%
47,0	27,5	RESULTADO DE OPERACIÓN (**)	15,6	(0,7)	(42%)	(104%)
55,2	36,2	EBITDA	18,4	2,4	(34%)	(87%)

(*) 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 3T20 y acumuladas a Sep20 en este Análisis Razonado son proforma.

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

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

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T21 ascendieron a US\$6,0 millones** disminuyendo un 72% respecto a los ingresos registrados en 3T20. Los menores ingresos registrados en 3T21 respecto al 3T20 se deben principalmente debido al reconocimiento de menores ingresos producto del impacto que tendría el proceso tarifario todavía en curso y que afectaría las tarifas que aplicarían a partir de ene-20, ello en base a la mejor estimación de la Compañía.

En términos acumulados, los ingresos por actividades ordinarias a Sep21, ascendieron a **US\$45,7 millones**, disminuyendo un 30% respecto a los ingresos a Sep20, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 3T21 alcanzó **US\$2,4 millones**, menor al EBITDA de US\$18,4 millones registrado el 3T20, principalmente debido a los menores ingresos de actividades ordinarias explicados anteriormente.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep21 alcanzó los **US\$36,2 millones**, disminuyendo un 34% respecto al EBITDA registrado a Sep20 por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 3T20 y 3T21 y acumulado a Sep20 y Sep21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
115,5	126,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	42,9	49,0	10%	14%
81,1	78,1	Ventas a Clientes Regulados	26,8	24,6	(4%)	(8%)
16,4	17,0	Venta a Clientes Libres	6,6	4,6	3%	(30%)
13,8	27,8	Ventas Otras Generadoras	8,2	18,6	102%	128%
4,1	3,9	Otros Ingresos	1,4	1,2	(5%)	(14%)
(58,1)	(65,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(24,2)	(25,8)	12%	7%
(4,2)	(3,2)	Peajes	(1,2)	(1,5)	(23%)	18%
(1,8)	(1,6)	Compras de Energía y Potencia	(0,1)	(0,5)	(11%)	665%
(46,3)	(54,1)	Consumo de Gas	(20,6)	(21,7)	17%	5%
(5,8)	(6,1)	Otros (*)	(2,2)	(2,2)	5%	(3%)
57,4	61,5	MARGEN BRUTO	18,7	23,2	7%	24%
(4,7)	(4,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,5)	(1,6)	5%	2%
(3,8)	(5,3)	Otros Gastos, por Naturaleza (*)	(1,5)	(1,7)	-	15%
(34,9)	(26,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(12,2)	(8,8)	(24%)	(28%)
14,0	24,7	RESULTADO DE OPERACIÓN (**)	3,5	11,1	76%	219%
48,9	51,3	EBITDA	15,7	19,9	5%	27%

(*) 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 3T20 y acumuladas a Sep20 en este Análisis Razonado son proforma.

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

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T21** ascendieron a **US\$49,0 millones**, aumentando un 14% respecto a los ingresos percibidos en 3T20 por US\$42,9 millones, principalmente producto de las mayores ventas en el mercado spot como resultado de la mayor generación registrada en el trimestre y del mayor precio promedio de venta.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep21 ascendieron a **US\$126,8 millones**, aumentando un 10% respecto a los ingresos percibidos a Sep20 por US\$115,5 millones, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados del 3T21** alcanzaron **US\$25,8 millones**, aumentando un 7% respecto al 3T20, principalmente por un mayor consumo de gas producto de la mayor generación registrada durante el período.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Sep21 alcanzaron **US\$65,3 millones**, aumentando un 12% respecto a Sep20, principalmente por los mismos motivos que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **EBITDA de Fenix totalizó US\$19,9 millones** al 3T21, aumentando un 27% respecto al EBITDA de US\$15,7 millones registrado en el 3T20, debido principalmente a los mayores ingresos por actividades ordinarias explicados anteriormente.

En términos acumulados, el EBITDA de Fenix totalizó **US\$51,3 millones** a Sep21, aumentando un 5% respecto al EBITDA registrado a Sep20, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.4. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 3T20 y 3T21 y acumulado a Sep20 y Sep21. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
9,8	3,4	Ingresos Financieros	1,8	0,9	(66%)	(47%)
(68,2)	(64,6)	Gastos Financieros	(22,9)	(21,0)	(5%)	(8%)
2,2	(12,5)	Diferencias de Cambio	2,1	(10,3)	-	-
6,7	5,4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,2	2,1	(19%)	(6%)
(46,8)	768,6	Otras Ganancias (Pérdidas)	(8,0)	812,8	-	-
(96,3)	700,2	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(24,8)	784,4	-	-
222,6	895,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	88,0	803,3	-	-
(70,3)	(303,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(25,8)	(202,4)	-	-
152,3	592,6	GANANCIA (PÉRDIDA)	62,2	600,9	-	-
162,4	600,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	64,6	604,2	-	-
(10,1)	(7,8)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(2,4)	(3,2)	(23%)	35%

El **Resultado no operacional** el 3T21 presentó una ganancia de **US\$790,4 millones**, comparado con la pérdida de US\$24,8 millones en 3T20. La ganancia se explica 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.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep21 presentó una ganancia de **US\$706,2 millones**, comparado con la pérdida de US\$96,3 millones a Sep20, básicamente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El 3T21 registró un **gasto por impuestos** por **US\$202,4 millones** (US\$25,8 millones en 3T20). El aumento se debe principalmente a (1) la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el trimestre asociada a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A. y (2) la depreciación del Sol Peruano durante el período y su impacto sobre impuestos diferidos. Esto último debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

En términos acumulados, a Sep21 se registró un gasto por impuestos por **US\$303,1 millones** (US\$70,3 millones a Sep20). El mayor gasto por impuestos se debe principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.



■ ■ ■ La Compañía presentó en el 3T21 una **ganancia** que alcanzó los **US\$600,9 millones**, comparado con una ganancia de US\$62,2 millones registrada durante el 3T20, debido en lo principal a las mayores ganancias registradas en el resultado no operacional mencionadas.

En términos acumulados, la compañía presentó una ganancia de **US\$592,6 millones** a Sep21, que se compara con la ganancia de US\$152,3 millones a Sep20. La mayor ganancia se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic20 y Sep21. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-20	sept-21	Var	Var %
Activos corrientes	1.259,2	2.162,3	903,1	72%
Activos no corrientes	5.374,7	4.981,9	(392,8)	(7%)
TOTAL ACTIVOS	6.633,9	7.144,2	510,4	8%
Pasivos corrientes	306,5	571,6	265,1	86%
Pasivos no corrientes	2.742,0	2.649,3	(92,6)	(3%)
Patrimonio neto	3.585,4	3.923,3	337,9	9%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.633,9	7.144,2	510,3	8%

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$2.162,3 millones a Sep21, aumentando un 72% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido principalmente a la recepción de los fondos asociados a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

Activos No Corrientes: Registraron US\$4.981,9 millones a Sep21, disminuyendo un 8% 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\$571,6 millones a Sep21, aumentando un 86% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic20, principalmente debido a (1) 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 y (2) mayores otros pasivos no financieros corrientes asociados a retenciones por concepto de PPM producto de la venta de la filial Colbún Transmisión por US\$55 millones.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.649,3 millones al cierre de Sep21, disminuyendo un 3% respecto al saldo registrado a Dic20, principalmente debido a (1) al traspaso de amortizaciones de la deuda financiera del largo al corto plazo por aproximadamente US\$50 millones, (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\$3.923,3 millones, aumentando un 9% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic20, principalmente debido las ganancias registradas durante el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el reparto de dividendos por US\$246 millones realizado en mayo de 2021.

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

	dic-20	sept-21	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.796,3	1.750,8	(45,5)	(3%)
Inversiones Financieras**	967,4	1.886,1	918,7	95%
Deuda Neta	828,9	(135,3)	(964,2)	-
EBITDA LTM	682,5	535,9	(146,7)	(21%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	-	-	-

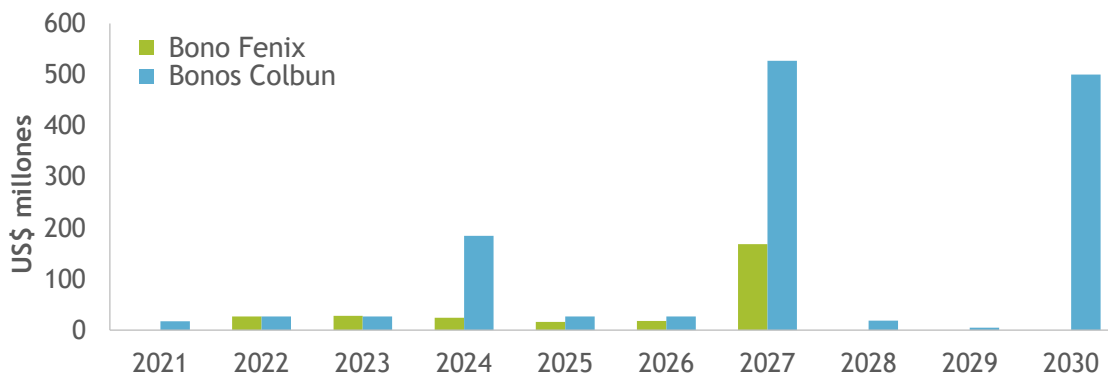
(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$281,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$13,2 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, y (3) un leasing financiero por US\$110,9 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

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

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	5,9 años
Tasa promedio	3,9% (100% tasa fija)
Moneda (*)	97% USD / 3% UF

(*) Incluye los derivados financieros asociados



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic20 y Sep21. 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	sept-21	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,11	3,78	(8%)
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	4,00	3,72	(7%)
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,85	0,82	(4%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	10,06%	17,75%	76%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	89,94%	82,25%	(9%)
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	2,46	10,27	317%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	2,44%	14,19%	480%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,44%	8,68%	256%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,48%	6,26%	(26%)

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

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

■ ■ La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de **3,78x** y **3,72x** a Sep21, disminuyendo un 8% y 7% respectivamente con respecto a Dic20, principalmente producto del aumento de los pasivos corrientes asociado a la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,82x** a Sep21, disminuyendo un 4% respecto al valor de 0,85x a Dic20 principalmente debido a un mayor patrimonio neto asociado a las ganancias de la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Sep21 fue de **17,75%**, aumentando respecto al valor de 10,06% a Dic20, principalmente debido al aumento en los pasivos corrientes luego de la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Sep21 fue de **82,25%**, disminuyendo respecto al valor de 89,94% a Dic20, principalmente por el aumento de los pasivos corrientes luego de la venta de la filial Colbún Transmisión S.A mencionado anteriormente.

■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Sep21 fue de **10,27x**, aumentando un 317% 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 Sep21 fue de **14,19%**, aumentando un 480% 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 Sep21 fue de **8,68%**, registrando un aumento de 256% 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 Sep21 fue de **6,39%**, disminuyendo un 25% 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 %
sept-20	sept-21		3T20	3T21	Ac/Ac	T/T
797,3	790,1	Efectivo Equivalente Inicial*	854,1	790,1	(1%)	(7%)
376,5	316,6	Flujo Efectivo de la Operación	183,2	94,3	(16%)	(49%)
(127,3)	(358,5)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(33,2)	(35,3)	182%	6%
(79,2)	970,8	Flujo Efectivo de Inversión**	(42,3)	1.047,2	-	-
170,0	928,8	Flujo Neto del Período	107,7	1.106,2	-	-
(1,5)	(10,3)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	4,2	(10,3)	-	-
966,0	1.886,0	Efectivo Equivalente Final	966,0	1.886,0	95%	95%

(*) 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 3T21, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$1.106,2 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto de US\$107,7 millones del 3T20.

Actividades de la operación: Durante el 3T21 se generó un flujo neto positivo de US\$94,3 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$183,2 millones al 3T20 explicado principalmente por mayores costos operacionales registrados durante el trimestre. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo a Sep21 de US\$316,6 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$376,5 millones a Sep20, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$35,3 millones durante el 3T21, que se compara con el flujo neto negativo de US\$33,2 millones al 3T20, explicado principalmente por mayor pago préstamos e intereses registrados durante el periodo. **En términos acumulados**, se generó un flujo negativo de US\$358,5 millones a Sep21, que se compara con los US\$127,3 millones a Sep20, debido principalmente a (1) la emisión de un bono internacional durante marzo 2020 y refinanciamiento parcial del bono 2024, el monto neto recaudado por dicha transacción ascendió a US\$116 millones y (2) los mayores dividendos distribuidos a Sep21, que alcanzaron los US\$246 millones, mientras que a Sep20, ascendieron a US\$162 millones.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto positivo de US\$1.047,2 millones durante el 3T21, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$42,3 millones al 3T20, principalmente explicado por los recursos recibidos asociados a la venta de la filial Colbún Transmisión. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de US\$970,8 millones, que se compara con los US\$79,2 millones negativos a Sep20 principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.795 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 14% 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 concreta la venta de su filial Colbún Transmisión S.A. a Alfa Desarrollo SpA, contratada 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 Sep21, 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: -67%; Maule: -46%; Laja: -17%; Biobío: -29%; Chapo: -8%. En comparación con el año 2020, la cuenca del Aconcagua presentó precipitaciones menores en un 40% y en la cuenca del Maule menores en 35%, lo que ha se ha evidenciado en caudales bajos. En la misma línea, pero en niveles más moderados, las cuencas del Laja, Biobío y Chapo presentaron precipitaciones más bajas que el año 2020, en -5%; -5% y -14% respectivamente.

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

Cabe recordar, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año. Adicionalmente, se han firmado contratos de suministro de gas con productores argentinos (Pampa y PAE), para complementar el suministro de GNL. Estos contratos consideran la importación de 2.000.000 m³ de gas por día, entre octubre de 2021 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 45 clientes por 387 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

En el segundo trimestre de 2021, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 52%, siendo 50% el valor registrado en igual trimestre de 2020.

En 3T21 la demanda eléctrica aumentó en 7,2% 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 3T21 se registró un aumento de la demanda eléctrica de un 1,7%.

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 septiembre del mismo año alcanzó los US\$26,8/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 2.380 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 y el 21 de septiembre se anunció, en un encuentro realizado en Taltal, la aprobación por parte del Directorio del inicio de la construcción.

El inicio de la construcción está programado para el 4T21 y el inicio de operaciones hacia el 4T24. La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$850 millones.

■ ■ ■ Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (230 MW): Ubicados en la comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama, a 27 kilómetros aproximados al sur de Diego de Almagro, consideran en su conjunto una potencia aproximada de 230 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 648 GWh. Ambos proyectos se emplazan en un terreno total de 330 hectáreas, encontrándose a menos de dos kilómetros de la nueva subestación Illapa, lo que favorece su conexión al SEN. Dichos proyectos cuentan con estudio de impacto ambiental aprobado.

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

Al tercer trimestre de 2021 el avance en terreno es de un 80%, en línea con lo planificado. Los contratos principales de construcción y suministro se encuentran en ejecución, con entregas en terreno acorde a lo planificado. Sin embargo, desde inicios de 2021 se han presentado atrasos en los transportes por atasco en los puertos, falta de containers y desvíos de naves reservadas a otros destinos. A la fecha los impactos han sido menores y han podido ser absorbidos con una reorganización de la secuencia de los trabajos.

■ ■ ■ Proyecto 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.

En el tercer trimestre se terminó la ingeniería del proyecto y se firmó un contrato de suministro y puesta en servicio con el integrador de los equipos principales. 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 tercer trimestre de 2021 la planta se encuentra finalizada, con la subestación de salida energizada y coordinando con la autoridad las pruebas de puesta en servicio y rendimiento.

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

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Inti Pacha (486 MW): Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 75 km al este de Tocopilla, en la comuna de María Elena de la Región de Antofagasta, y utiliza un área total de aproximadamente 736 ha.

El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 486 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.363 GWh.

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

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

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Jardín Solar (537 MW): El Proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 537 MW a construir en 2 etapas 263 MW y 274 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.500 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sur-este de la localidad de Pozo Almonte, en la comuna de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 1.000 ha.

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

Durante el tercer trimestre se obtuvo la resolución de certificación ambiental (RCA).

■ ■ ■ 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 continuó con la medición del recurso eólico para afinar los datos del proyecto y se concluyó la ingeniería del proyecto para la tramitación ambiental.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Celda Solar (156 MW): El proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 156 MW 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 tercer trimestre se avanzó con el desarrollo del EIA y mecánica de suelos.

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

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

■ ■ ■ Otros proyectos de energía renovable de fuente variable: Al cierre del 3T21, Colbún continúa avanzando en el portafolio de opciones de proyectos eólicos y solares, que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos representan proyectos altamente competitivos, en donde se escogen zonas con el mejor recurso energético, con bajo conflicto socioambiental, con menores costos de inversión y terrenos distribuidos a lo largo del país.

Todo esto en miras a cumplir nuestra hoja de ruta, que apunta a construir cerca de 4.000 MW en energías renovables antes de la próxima década.

■ ■ ■ Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW): El proyecto San Pedro se ubica a unos 25 kilómetros al nororiente de la ciudad de Los Lagos, Región de Los Ríos, ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central de embalse de 12 kilómetros de largo. Considerando las adecuaciones requeridas en el proyecto, éste tendría una capacidad instalada de 170 MW para una generación anual de 953 GWh en condiciones hidrológicas normales.

En diciembre de 2018 se reingresó un Estudio de Impacto Ambiental para las adecuaciones del proyecto. A fines de abril 2019 la autoridad ambiental emitió el primer ICSARA Ambiental y Ciudadano, y Ciudadano, y el 04 de noviembre de 2020 se ingresó la ADENDA N° 1 con sus respectivas respuestas. Fue reanudado el proceso PAC en septiembre, que se encuentra en ejecución hasta fines de octubre.

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, para complementar el suministro de GNL.

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

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María, se realizan licitaciones periódicas (la última en 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. 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, el 17 de junio de 2021 la Cámara de Diputados presentó un proyecto de Resolución que solicita al Presidente de la República establecer un mecanismo de financiamiento para solventar la deuda de servicios básicos de los usuarios residenciales, micro, pequeñas y medianas empresas. Posteriormente, en agosto de 2021 se ingresaron dos proyectos de ley relacionados con la Ley de Servicios Básicos:

- i. El 10 de agosto de 2021 se ingresó una Reforma Constitucional que autoriza una bonificación para el pago de las cuentas acumuladas por los servicios básicos (agua potable y energía) con cargo al presupuesto nacional, para todas las familias inscritas en el registro social de hogares, por todo lo que perdure el estado de excepción constitucional de catástrofe, con tope de 12 meses.
- ii. 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 en un año para impedir los cortes y ampliar la cobertura de la población resguardada al 100% de vulnerabilidad.

Adicionalmente, la Cámara de Diputados despachó al Senado a su segundo trámite constitucional el Proyecto de Ley que busca adelantar el cierre de centrales a carbón. Este proyecto de ley, iniciado en moción parlamentaria, busca prohibir la instalación y funcionamiento de plantas de generación termoeléctricas a carbón en todo el territorio nacional a partir del 1° de enero de 2026. Actualmente, esta iniciativa está siendo revisada por la Comisión de Minería y Energía del Senado que ha iniciado una ronda de exposiciones de invitados. 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 será revisada por la Comisión de Minería y Energía.

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

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

- (i) La “Modernización del segmento de Distribución”, que tiene como objetivo actualizar la regulación del sector distribución para abordar de mejor manera los avances tecnológicos y de mercado que se han dado y que se prevén para el futuro, fomentar la inversión y mejorar la calidad de servicio a los usuarios finales. En el contexto de la modernización y reforma integral de este segmento, el Ejecutivo ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica, creando la figura del comercializador como nuevo agente del mercado, además de considerar la modernización del mecanismo de licitaciones de suministro y la introducción del rol del gestor de información para reducir las asimetrías de información y proteger los datos de consumo de los clientes.

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

- a. Calidad de Servicio, que busca perfeccionar el esquema de tarificación eficiente, definir un plan estratégico de calidad de servicio de largo plazo y establecer compensaciones a favor de clientes por interrupciones de tiempo excesivo; y
 - b. Generación Distribuida, cuyo propósito es fomentar la generación distribuida, definir nuevos actores y habilitar proyectos piloto, con una expansión coordinada de las redes de distribución y transmisión.
- (ii) La “Estrategia de Flexibilidad”, que tiene el objetivo de abordar las consecuencias sistémicas y de mercado que surgirán a causa de la incorporación cada vez mayor de energías renovables de fuente variable. 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.
- (iii) A nivel reglamentario y de resoluciones, se pueden comentar las siguientes novedades:

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

El 30 de diciembre de 2020 el Ministerio dio a conocer una propuesta conceptual del nuevo reglamento de transferencias de potencia, sobre el cual la industria efectuó sus observaciones. Recientemente finalizó el período de Consulta Pública iniciado en septiembre de 2021. La propuesta final considera modificaciones como la redefinición de horas de punta del sistema, la utilización de una metodología probabilística para el reconocimiento de potencia, la incorporación de una señal de costo eficiencia dentro del reconocimiento de potencia, la modificación al margen de reserva teórico de potencia, un régimen transitorio para su aplicación, entre otros.

De acuerdo con el cronograma del Ministerio, y a partir de la Consulta Pública realizada, se debería dar a conocer en las próximas semanas una versión final del nuevo reglamento para ser ingresada a la Contraloría para su toma de razón.

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

El lunes 18 de octubre se publicó finalmente la nueva Norma técnica de GNL. En términos generales, esta propuesta asigna al Coordinador la responsabilidad de determinar los volúmenes de GNL que requerirá el sistema para el año siguiente y que serán los volúmenes máximos que tendrán la posibilidad de ser declarados en condición de inflexibilidad. Adicionalmente, se establece una plataforma de GNL y el cálculo del costo de oportunidad de los volúmenes potencialmente inflexibles. Para la transición, los volúmenes ya declarados por cada empresa generadora en el ADP (Annual Delivery Program) de agosto de 2021 podrán ser declarados con inflexibilidad y el GNL Spot solo podrá ser inflexible hasta julio de 2022.

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.

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 8,5% durante el 3T21 respecto al 3T20, mientras que Perú ha experimentado un aumento de aproximadamente un 7,2% en comparación al 3T20.

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

B.2 Riesgos Financieros

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

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

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

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

La exposición a flujos en monedas distintas al dólar se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de las ventas de la Compañía denominada directamente o con indexación al dólar.

Del mismo modo, los principales costos corresponden a compras de gas natural y carbón, los que incorporan fórmulas de fijación de precios basados en precios internacionales denominados en dólares.

Respecto de los desembolsos en proyectos de inversión, la Compañía incorpora indexadores en sus contratos con proveedores y en ocasiones recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas al dólar.

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

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

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

Al 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2021, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuentas corrientes remuneradas, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los segundos corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “*money market*”.

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 12.b de los Estados Financieros.

B.2.4 Riesgo de liquidez

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

Al 30 de septiembre de 2021, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$1.886 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 50 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados), en cuentas corrientes remuneradas y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días.

Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy: (i) tres líneas de bonos inscritas en el mercado local, dos por un monto total conjunto de UF 7 millones y una por un monto de UF 7 millones y (ii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$24 mm, contratadas con tres bancos locales.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$120 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

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

Al 30 de septiembre de 2021 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que el riesgo de liquidez de la Compañía actualmente es acotado.

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 24.c.2 de los Estados Financieros.

B.2.5 Medición del riesgo

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

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

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

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

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

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 30 de septiembre 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\$4,6 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 16%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local BBB+ o superior. Cabe destacar que en derivados ninguna contraparte concentra más del 51% en términos de notional.

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) 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.