



3° TRIMESTRE 2020



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 30 de septiembre de 2020

3T20

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	13
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 3T20

Fecha: Viernes 30 de octubre 2020

Hora: 11:00 AM Eastern Time
12:00 PM Chilean Time

US Toll Free: +1 844 369 8770
International Dial: +1 862 298 0840
Event Link:
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/38249>

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 2020 (3T20) ascendieron a **US\$344,0 millones**, disminuyendo un 5% respecto a los ingresos registrados el tercer trimestre del año 2019 (3T19), principalmente debido a menores ventas físicas a clientes regulados, producto del término del contrato con SAESA en dic19 y a una menor demanda de energía a causa del Estado de Emergencia. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas en el mercado spot en Chile producto de la mayor generación registrada durante el trimestre.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep20 ascendieron a US\$1.013,1 millones, disminuyendo un 11% respecto a Sep19, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **EBITDA** consolidado del 3T20 alcanzó **US\$175,0 millones**, disminuyendo un 2% con respecto al EBITDA de US\$178,7 millones del 3T19 principalmente explicado por los menores ingresos registrados durante el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) menores costos de materias primas y consumibles en Chile, y (2) menores gastos fijos, especialmente aquellos denominados en moneda local, producto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ respecto al 3T19.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep20 ascendió a US\$502,6 millones, disminuyendo un 3% respecto al Sep19, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **Resultado no operacional** el 3T20 presentó una pérdida de **US\$24,8 millones**, menor que la pérdida de US\$33,5 millones en 3T19. La menor pérdida se explica principalmente por un efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre, mientras que dicho impacto fue negativo el 3T19. Este efecto fue parcialmente compensado por menores ingresos financieros percibidos debido a las menores tasas de interés aplicables a los excedentes de caja a nivel local e internacional.

En términos acumulados, el Resultado no operacional a Sep20 presentó una pérdida de US\$96,3 millones, un 24% mayor a la pérdida registrada a Sep19, debido principalmente a (1) mayores “Otras pérdidas” asociadas a gastos producto del refinanciamiento del Bono 2024 realizado en Mar20 por US\$17 millones obteniendo una tasa cupón de 3,15%, con un yield de 3,33%, alcanzando la tasa más baja de un emisor corporativo privado en Chile; (2) menores ingresos financieros percibidos por los motivos mencionados anteriormente.

El **gasto por impuestos** del 3T20 ascendió a **US\$25,8 millones**, disminuyendo un 3% respecto al gasto observado en 3T19, a pesar de la mayor utilidad antes de impuesto registrada durante el trimestre. Este efecto se debe principalmente a un mayor gasto por impuestos registrado en Fenix durante el 3T19, debido principalmente a depreciación del Sol Peruano durante dicho periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Lo anterior debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

En términos acumulados, el gasto por impuestos a Sep20 alcanzó US\$70,3 millones, aumentando un 7% respecto a Sep19, pese a la menor ganancia antes de impuestos, principalmente debido a la depreciación del Sol Peruano durante el periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Lo anterior debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

La Compañía presentó en el 3T20 una **ganancia** que alcanzó los **US\$62,2 millones**, un 14% mayor a la ganancia de US\$54,7 millones del 3T19. La mayor ganancia se explica principalmente por la menor pérdida no operacional registrada.

En términos acumulados, la ganancia a Sep20 alcanzó US\$152,3 millones, disminuyendo un 16% respecto a la ganancia acumulada a Sep19, principalmente por (1) las mayores pérdidas no operacionales; (2) un menor EBITDA registrado y (3) mayor gasto por impuestos.

■ ■ ■ Respecto a la contingencia de la **pandemia COVID-19**, las centrales de la Compañía continúan operando con normalidad y Colbún ha tomado acciones considerando dos focos prioritarios:

- i. Resguardar la salud de trabajadores, colaboradores, proveedores y nuestras comunidades aledañas:
 - a. Se ha establecido teletrabajo para todos los cargos que pueden ejercer sus funciones con esta modalidad. Esto corresponde a un 98% de los trabajadores de casa matriz.
 - b. Para cargos con funciones donde es crítico que la labor se realice de manera presencial, se mantiene esa forma de trabajo, pero con los resguardos y protocolos sanitarios necesarios.
- ii. Asegurar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico:
 - a. Se adoptaron medidas para asegurar la provisión de insumos necesarios para el correcto funcionamiento de todas las centrales.
 - b. Se aplazaron los mantenimientos que no pongan en riesgo la continuidad operacional e integridad de las unidades de generación.

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 caído aproximadamente un 2% durante el 3T20 respecto al 3T19, mientras que en Perú esta baja ha sido de aproximadamente un 4%.

■ ■ ■ En agosto de este año, Colbún S.A y **Walmart Chile** extendieron el contrato de suministro de energía que tenían pactado. Dicho contrato será abastecido con energía 100% renovable, por 330 GWh/año, por un período de 6 años. El acuerdo también contempla la instalación de 9 estaciones de electrolineras para autos eléctricos en supermercados de la Región Metropolitana y otras regiones del país.

■ ■ ■ En septiembre de este año, Colbún S.A. anunció la adquisición del 100% de **Efizity**, empresa enfocada en soluciones energéticas en el mercado nacional, con el propósito de potenciar la propuesta de valor de la Compañía al incorporar soluciones vinculadas a la gestión de energía.

Efizity es una empresa especializada en servicios energéticos, que tiene como objetivo mejorar la competitividad de sus clientes impulsando el buen uso de la energía mediante soluciones innovadoras. En la actualidad, Efizity tiene una cartera diversificada de clientes en los sectores industrial, minero, inmobiliario, retail, educacional, hotelero y de salud, entre otros.

■ ■ ■ Respecto a los **activos de transmisión** de la Compañía, en septiembre el Directorio acordó llevar adelante un proceso que implica la invitación de actores con experiencia en la industria de transmisión eléctrica, de infraestructura y financiera, con el objeto de explorar su interés y las condiciones en que podría convenirse su eventual participación ya sea (i) como socio estratégico, (ii) adquiriendo una posición mayoritaria, o bien (iii) adquiriendo hasta la totalidad de las acciones de su filial Colbún Transmisión S.A.

■ ■ ■ Durante el 3T20 finalizó el proceso de **liquidación del siniestro asociado a la falla de la central Fenix** ocurrida durante el 4T19, ratificando su cobertura. La indemnización asociada a este proceso fue recibida en su totalidad.

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 3T19 y 3T20 y acumulado a Sep19 y Sep20.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
9.420	9.368	Total Ventas Físicas (GWh)	2.893	3.453	(1%)	19%
3.324	2.406	Clientes Regulados	1.126	833	(28%)	(26%)
4.820	5.275	Clientes Libres	1.736	1.833	9%	6%
1.276	1.687	Ventas en el Mercado Spot	31	787	32%	-
1.582	1.441	Potencia (MW)	1.578	1.494	(9%)	(5%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
9.258	9.645	Total Generación (GWh)	2.590	3.546	4%	37%
3.883	3.631	Hidráulica	1.317	1.530	(6%)	16%
5.181	5.924	Térmica	1.164	1.978	14%	70%
3.528	4.045	Gas	966	1.429	15%	48%
65	66	Diésel	0	3	3%	-
1.588	1.813	Carbón	198	545	14%	175%
195	89	ERFV	108	39	(54%)	(64%)
182	75	Eólica*	105	34	(59%)	(67%)
13	14	Solar	4	4	4%	9%
369	0	Compras en el Mercado Spot (GWh)	369	0	-	-
907	1.687	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(338)	787	86%	-

(*): Corresponde a la energía comprada a las centrales Punta Palmeras, propiedad de Acciona y San Pedro, propiedad de Alba S.A.
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 3T20 alcanzaron **3.453 GWh**, aumentando un 19% en comparación con el 3T19, debido a (1) una mayor venta de energía en el mercado spot, principalmente por una mayor generación durante el periodo y (2) una mayor venta a clientes libres asociada a nuevos contratos que entraron en vigencia en dicho segmento. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas a clientes regulados principalmente por (i) el término del contrato de SAESA en dic19 y (ii) a una menor demanda de energía producto del Estado de Emergencia.

Por su parte, la **generación** del trimestre aumentó un 37% respecto al 3T19, principalmente por: (1) una mayor generación con gas (+464 GWh) producto de contratos adicionales que permitieron operar los dos ciclos combinados durante el trimestre, (2) una mayor generación a carbón (+347 GWh) debido a la menor disponibilidad de la CT Santa María durante el 3T19 producto del mantenimiento mayor programado y el hallazgo de una falla en la turbina de vapor y (3) una mayor generación hidroeléctrica (+213 GWh), asociado a una hidrología más favorable. Esta mayor generación fue parcialmente compensada por una menor generación Eólica (-70 GWh) debido principalmente al término del contrato de compra de energía a la central San Pedro en may20.

En términos acumulados, las ventas físicas a Sep20 alcanzaron 9.368 GWh, disminuyendo un 1% en comparación a Sep19, debido a las menores ventas a clientes regulados, principalmente debido (i) el término del contrato con SAESA en dic19 y (ii) a una menor demanda de energía producto del Estado de Emergencia. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas a clientes libres y en el mercado spot.

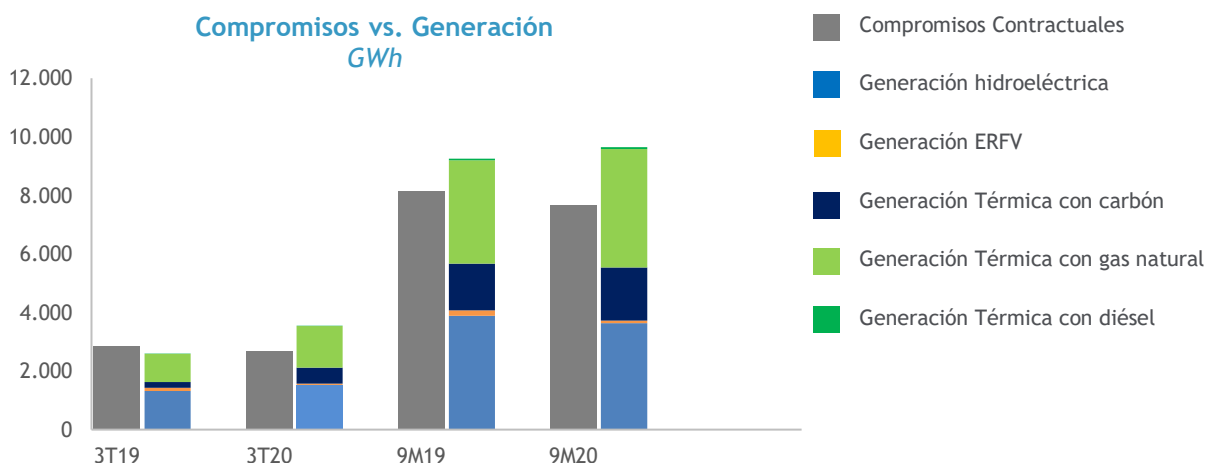
Por su parte, la generación acumulada a Sep20 alcanzó 9.645 GWh, aumentando un 4% en comparación a Sep19, producto principalmente de una mayor generación con gas (+517 GWh) y a carbón (+225 GWh) principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación hidráulica (-252 GWh) y eólica (-107 GWh).

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 787 GWh, mientras que el 3T19 se registraron compras netas por 338 GWh. Esta variación se explica principalmente por la mayor generación durante el trimestre. Durante el 3T20 el 100% de los compromisos fueron abastecidos con generación costo eficiente (hidroeléctrica, ERFV, carbón y gas natural).

En términos acumulados, a Sep20 se registraron ventas netas por 1.687 GWh, aumentando un 86% respecto a Sep19, debido principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Mix de generación en Chile: A Sep-20, el año hidrológico (Abr20-Mar21) ha presentado precipitaciones inferiores un año medio en las principales cuencas del SEN, siendo las cuencas que presentan los mayores déficit Aconcagua: -34%; Maule: -10%; Laja: -11%; Biobío: -5%; mientras que el Chapo presenta precipitaciones en línea con un año medio (4% de superávit). En comparación con 2019, la cuenca del Maule ha presentado precipitaciones mayores a igual fecha del año anterior, junto con mayores afluentes. Por otro lado, las cuencas del Laja y del Biobío han presentado precipitaciones en línea con las del año 2019. Según el tercer pronóstico de deshielo publicado por el Coordinador, existe una probabilidad de excedencia promedio para el sistema inferior a la registrada en igual pronóstico del año 2019. Esto significa que se esperan mayores deshielos que los pronosticados en el mismo informe del año anterior.

Durante 3T20 la generación del SEN disminuyó un 2% respecto a igual periodo del año 2019 (19.496 GWh en 3T19 vs. 19.101 GWh en 3T20). Durante el trimestre, se registró una disminución de un 13% en la generación carbón (7.252 GWh en 3T19 vs. 6.300 GWh en 3T20) producto de un menor despacho económico. Por otra parte, la generación ERFV aumentó un 10% (3.439 GWh en 3T19 vs. 3.778 GWh en 3T20), asociada a un incremento en la capacidad instalada de estas tecnologías. También aumentó la generación a gas un 4% (3.467 GWh 3T19 vs. 3.602 GWh 3T20), y diésel un 142% (35 GWh en 3T19 vs. 84 GWh en 3T20). El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel disminuyó respecto al 3T19, promediando US\$31,1/MWh en el 3T20, comparado con US\$48,4/MWh en el 3T19.



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 3T19 y 3T20 y acumulado a Sep19 y Sep20.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
3.086	2.272	Total Ventas Físicas (GWh)	1.161	1.019	(26%)	(12%)
2.189	1.806	Cientes bajo Contrato	731	677	(18%)	(7%)
896	467	Ventas en el Mercado Spot	430	342	(48%)	(20%)
556	559	Potencia (MW)	558	558	0%	0%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
3.054	1.898	Total Generación (GWh)	1.185	1.042	(38%)	(12%)
3.054	1.898	Gas	1.185	1.042	(38%)	(12%)
101	425	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	-	-	-
795	42	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	430	342	-	(20%)

Las ventas físicas durante el 3T20 alcanzaron 1.019 GWh, disminuyendo un 12% respecto al 3T19. Las menores ventas físicas son explicadas principalmente por (1) las menores ventas en el mercado spot, principalmente por (i) el mantenimiento programado en agosto 2020 de las turbinas de gas durante 10 días y (ii) como consecuencia de la solicitud del COES de dejar de operar por 3 días durante el mes de julio por una menor demanda de energía en el sistema y (2) una disminución en las ventas físicas a clientes bajo contrato, principalmente por (i) el Estado de Emergencia decretado por el Gobierno Peruano ante la pandemia del COVID-19 y (ii) la menores ventas de energía en el mercado regulado debido principalmente al término de un contrato con Distriluz (40 MW) en Dic19.

En términos acumulados, las ventas físicas a Sep20 alcanzaron 2.272 GWh, disminuyendo un 26% en comparación a Sep19, debido principalmente a (1) una menor venta en el mercado spot producto de la menor generación durante el año principalmente producto de (i) la solicitud del COES de dejar de operar durante parte del segundo y tercer trimestre del año y (ii) la reparación de la turbina de gas TG12 y de los mantenimientos realizados durante el primer y tercer trimestre 2020; y (2) una disminución en las ventas físicas a clientes bajo contrato producto de las razones mencionadas anteriormente.

Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 1.042 GWh, disminuyendo un 12% respecto al 3T19 producto de (1) la menor disponibilidad de la planta por el mantenimiento programado en agosto y (2) a la solicitud del COES de dejar de operar durante 3 días en el mes de julio dada la menor demanda del sistema.

En términos acumulados, a Sep20 la generación térmica alcanzó 1.898 GWh, disminuyendo un 38% en comparación a Sep19, debido principalmente a (i) la solicitud del COES de dejar de operar durante parte del segundo y tercer trimestre del año y (ii) la reparación de la turbina de gas TG12 y de los mantenimientos realizados durante el primer y tercer trimestre 2020.

El balance en el mercado spot registró ventas netas por 342 GWh, en comparación con las ventas netas por 430 GWh durante el 3T19, debido a la menor generación registrada en el periodo.

En términos acumulados, a Sep20 el balance en el mercado spot registró ventas netas por 42 GWh, en comparación con las ventas netas por 765 GWh a Sep19 debido principalmente a la menor generación acumulada durante 2020.

Mix de generación en Perú: La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) disminuyó en un 0,3% respecto al mismo periodo del año 2019 debido a condiciones hidrológicas menos favorables registradas durante el periodo. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó en un 8,5% durante el 3T20 en comparación con el 3T19 debido a la menor demanda del sistema por el Estado de Emergencia a causa de la pandemia COVID-19.

La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del 3T20 fue de -9,3%, debido al Estado de Emergencia decretado raíz de la pandemia COVID-19.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 3T19 y 3T20 y acumulado a Sep19 y Sep20.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
1.135,3	1.013,1	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	361,7	344,0	(11%)	(5%)
446,8	328,0	Venta a Clientes Regulados	149,3	117,7	(27%)	(21%)
500,8	509,6	Venta a Clientes Libres	171,3	169,3	2%	(1%)
114,0	107,4	Ventas de Energía y Potencia	13,5	38,5	(6%)	185%
46,7	49,2	Peajes	18,2	14,3	5%	(21%)
26,9	19,0	Otros Ingresos	9,5	4,3	(29%)	(54%)
(545,5)	(446,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(160,2)	(147,2)	(18%)	(8%)
(99,3)	(74,7)	Peajes	(32,0)	(26,5)	(25%)	(17%)
(46,1)	(31,4)	Compras de Energía y Potencia	(30,1)	(8,9)	(32%)	(71%)
(269,3)	(213,7)	Consumo de Gas	(70,4)	(75,5)	(21%)	7%
(11,7)	(7,7)	Consumo de Petróleo	(0,4)	(0,4)	(35%)	1%
(59,2)	(59,5)	Consumo de Carbón	(8,0)	(17,5)	0%	120%
(59,9)	(59,6)	Otros	(19,3)	(18,3)	(0%)	(5%)
589,7	566,5	MARGEN BRUTO	201,5	196,8	(4%)	(2%)
(55,0)	(47,6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(18,1)	(16,5)	(13%)	(9%)
(16,9)	(16,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(4,7)	(5,3)	(3%)	14%
(192,1)	(183,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(63,9)	(62,1)	(4%)	(3%)
325,7	318,9	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	114,9	112,9	(2%)	(2%)
517,9	502,6	EBITDA	178,7	175,0	(3%)	(2%)
16,2	9,8	Ingresos Financieros	4,9	1,8	(40%)	(64%)
(70,7)	(68,2)	Gastos Financieros	(22,9)	(22,9)	(4%)	0%
(5,6)	2,2	Diferencias de Cambio	(7,8)	2,1	-	-
7,1	6,7	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,2	2,2	(6%)	0%
(25,3)	(46,8)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(10,0)	(8,0)	86%	(20%)
(78,3)	(96,3)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(33,5)	(24,8)	23%	(26%)
247,5	222,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	81,3	88,0	(10%)	8%
(65,7)	(70,3)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(26,6)	(25,8)	7%	(3%)
181,8	152,3	GANANCIA (PÉRDIDA)	54,7	62,2	(16%)	14%
184,8	162,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	59,1	64,6	(12%)	9%
(3,2)	(10,1)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(4,4)	(2,4)	-	-

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

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	sept-19	dic-19	sept-20
Chile (CLP / US\$)	728,21	748,74	788,15
Chile UF (CLP/UF)	28.048,53	28.309,94	28.707,85
Perú (PEN / US\$)	3,39	3,32	3,60

3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T19 y 3T20 y acumulado a Sep19 y Sep20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
959,6	848,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	301,2	286,9	(12%)	(5%)
364,3	246,9	Venta a Clientes Regulados	122,1	90,9	(32%)	(26%)
476,6	493,2	Venta a Clientes Libres	163,1	162,7	3%	(0%)
97,1	93,6	Ventas de Energía y Potencia	6,2	30,3	(4%)	389%
21,4	14,9	Otros Ingresos	9,7	3,0	(31%)	(70%)
(486,4)	(392,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(136,1)	(126,5)	(19%)	(7%)
(111,3)	(85,3)	Peajes	(35,1)	(30,9)	(23%)	(12%)
(45,4)	(29,5)	Compras de Energía y Potencia	(30,1)	(8,8)	(35%)	(71%)
(215,1)	(167,3)	Consumo de Gas	(48,2)	(54,9)	(22%)	14%
(11,7)	(7,7)	Consumo de Petróleo	(0,4)	(0,4)	(35%)	1%
(59,2)	(59,5)	Consumo de Carbón	(8,0)	(17,5)	0%	120%
(43,5)	(43,0)	Otros	(14,3)	(13,9)	(1%)	(3%)
473,2	456,2	MARGEN BRUTO	165,1	160,4	(4%)	(3%)
(50,7)	(43,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,9)	(15,0)	(15%)	(11%)
(14,4)	(14,7)	Otros Gastos, por Naturaleza	(3,7)	(4,5)	2%	24%
(145,0)	(140,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(48,6)	(47,1)	(3%)	(3%)
263,1	258,0	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	96,0	93,8	(2%)	(2%)
408,1	398,5	EBITDA	144,5	140,9	(2%)	(3%)

(*): 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 3T20 ascendieron a **US\$286,9 millones**, disminuyendo un 5% respecto de los ingresos percibidos el 3T19, principalmente debido a (1) menores ventas físicas a clientes regulados producto de (i) el término del contrato con SAESA en dic19 y (ii) a una menor demanda de energía producto del Estado de Emergencia y (2) a una disminución en el precio promedio de los contratos tanto de clientes libres como regulados principalmente por la aplicación del Cargo Equivalente de Transmisión (CET), mecanismo al cual las empresas de generación y sus clientes pueden adscribir voluntariamente, mediante la modificación de sus contratos de suministro, a una disminución del precio de energía y en contra partida el cliente pasa a pagar directamente el peaje nacional a partir de la misma fecha liberando al generador del pago de ese peaje. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas físicas en el mercado spot y a clientes libres.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep20 ascendieron a US\$848,6 millones, disminuyendo un 12% respecto a los ingresos registrados a Sep19 principalmente debido a (1) menores ventas físicas a clientes regulados por los motivos mencionados anteriormente, (2) una disminución en el precio promedio de los contratos tanto de clientes libres como regulados principalmente por la aplicación del Cargo Equivalente de Transmisión (CET) y (3) menores ventas en el mercado spot.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** totalizaron **US\$126,5 millones**, disminuyendo un 7% respecto al 3T19, principalmente producto de (1) las menores compras de energía en el mercado spot debido a la mayor generación del trimestre, (2) menores costos por concepto de peaje producto de la adopción del CET mencionada anteriormente y (3) un menor precio promedio de compra de gas registrado durante el periodo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor consumo de gas y carbón durante el trimestre producto de la mayor generación con dichos combustibles.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Sep20 ascendieron a US\$392,4 millones, disminuyendo un 19% respecto a los US\$486,4 millones registrados a Sep19, principalmente debido a (1) un menor consumo de gas, a pesar de la mayor generación con dicho combustible, producto de un menor precio promedio de compra de este, (2) los menores costos por concepto de peaje debido a las razones mencionadas anteriormente y (3) menores compras de energía en el mercado spot debido a la mayor generación del período.

El EBITDA del 3T20 alcanzó US\$140,9 millones, disminuyendo un 3% respecto al EBITDA de US\$144,5 millones al 3T19, debido principalmente debido a los menores ingresos registrados durante el periodo. Este efecto fue parcialmente compensado por (1) menores costos de materias primas y consumibles utilizados y (2) menores gastos fijos, especialmente aquellos denominados en moneda local, producto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ respecto al 3T19.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep20 ascendió a US\$398,5 millones, disminuyendo un 2% respecto al Sep19, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

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

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T19 y 3T20 y acumulado a Sep19 y Sep20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
63,2	65,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	20,1	21,4	3%	6%
63,1	65,4	Peajes	20,1	21,4	4%	6%
0,1	-	Otros Ingresos	-	-	-	-
(7,5)	(9,5)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(2,6)	(2,7)	26%	4%
(1,5)	0,0	Peajes	(0,3)	0,0	(103%)	(100%)
(6,0)	(9,5)	Otros	(2,3)	(2,7)	58%	18%
55,7	55,9	MARGEN BRUTO	17,5	18,7	0%	7%
(0,5)	(0,6)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,2)	(0,2)	12%	(7%)
(10,8)	(8,3)	Gastos por Depreciación y Amortización	(3,5)	(2,8)	(23%)	(20%)
44,4	47,0	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	13,8	15,6	6%	14%
55,2	55,3	EBITDA	17,3	18,5	0%	7%

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

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

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T20 ascendieron a US\$21,4 millones**, de los cuales un 36% corresponden a ingresos de activos nacionales, 6% a zonales y 58% corresponde al segmento dedicado. Los mayores ingresos respecto al 3T19 se explican por un aumento en los ingresos del segmento nacional, principalmente debido a (1) la entrada en operación de proyectos de ampliación y normalización de los actuales activos de transmisión de la Compañía y (2) reliquidaciones IT correspondientes al periodo mar-19 y ene-20.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep20 ascendieron a US\$65,4 millones, de los cuales un 42% corresponden a ingresos de activos nacionales, 7% a zonales y 51% corresponde al segmento dedicado. Los mayores ingresos respecto a Sep19 se explican principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **EBITDA del 3T20 alcanzó US\$18,5 millones**, aumentando un 7% respecto al EBITDA de US\$17,3 millones registrado el 3T19, principalmente debido al aumento en los ingresos de actividades ordinarias.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep20 alcanzó US\$55,3 millones, en línea con el EBITDA registrado a Sep19. Los mayores ingresos de actividades ordinarias registrados durante el período fueron compensados por un aumento en Otros Gastos, debido a un aumento en los costos de materias primas explicado por gastos no recurrentes asociados a servicios de mantenimiento durante el 1T20.

3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 3T19 y 3T20 y acumulado a Sep19 y Sep20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
127,5	115,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	44,2	42,9	(9%)	(3%)
82,5	81,1	Ventas a Clientes Regulados	27,2	26,8	(2%)	(1%)
24,2	16,4	Venta a Clientes Libres	8,2	6,6	(32%)	(20%)
16,9	13,8	Ventas Otras Generadoras	7,3	8,2	(19%)	12%
3,8	4,1	Otros Ingresos	1,6	1,4	8%	(14%)
(70,3)	(61,0)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(26,3)	(25,2)	(13%)	(4%)
(2,5)	(4,2)	Peajes	(1,3)	(1,2)	65%	(5%)
(0,6)	(1,9)	Compras de Energía y Potencia	0,0	(0,1)	195%	-
(58,0)	(46,3)	Consumo de Gas	(22,2)	(20,6)	(20%)	(7%)
-	-	Consumo de Diésel	-	-	-	-
(9,1)	(8,6)	Otros	(2,7)	(3,2)	(6%)	18%
57,1	54,4	MARGEN BRUTO	17,9	17,7	(5%)	(1%)
(4,3)	(4,5)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,2)	(1,5)	6%	28%
(1,9)	(1,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,7)	(0,5)	(47%)	(29%)
(34,0)	(34,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(11,8)	(12,2)	2%	4%
16,9	14,0	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	4,2	3,5	-	(18%)
50,9	48,8	EBITDA	16,0	15,7	(4%)	(2%)

(*): 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 3T20 ascendieron a US\$42,9 millones**, disminuyendo un 3% respecto a los ingresos percibidos en 3T19, principalmente por: (1) menores ventas clientes libres producto del Estado de Emergencia decretado por el Gobierno Peruano ante la pandemia del COVID-19 y (2) menores ventas a clientes regulados principalmente debido al término de un contrato con Distriluz (40 MW). Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en los ingresos por venta en el mercado spot.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep20 ascendieron a US\$115,4 millones, disminuyendo un 9% respecto a Sep19 principalmente por (1) las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y (2) menores ventas en el mercado spot principalmente por la menor generación registrada durante el periodo producto de (i) la solicitud del COES de dejar de operar durante parte del segundo y tercer trimestre del año y (ii) la reparación de la turbina de gas TG12 y de los mantenimientos realizados durante el primer y tercer trimestre 2020.

■ ■ ■ Los **costos de materias primas y consumibles utilizados alcanzaron US\$25,2 millones**, disminuyendo un 4% respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución se explica principalmente por un menor consumo de gas producto de la menor generación dada la menor disponibilidad de la central durante el periodo producto de los mantenimientos y la solicitud del COES de dejar de operar mencionada anteriormente.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Sep20 ascendieron a US\$61,0 millones, disminuyendo un 13% respecto a Sep19, principalmente por las mismas razones que explican los cambios en términos trimestrales.

■ ■ ■ El **EBITDA de Fenix totalizó US\$15,7 millones** al 3T20, en línea con el EBITDA de US\$16,0 millones registrado en el 3T19.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep20 ascendió a US\$48,8 millones, un 4% menor al EBITDA de US\$50,9 millones registrado a Sep19, principalmente debido a los menores ingresos registrados durante el periodo, parcialmente compensados por los menores costos de materias primas y consumibles utilizados.

3.4. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados (Chile y Perú)

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 3T19 y 3T20 y acumulado a Sep19 y Sep20. 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-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
16,2	9,8	Ingresos Financieros	4,9	1,8	(40%)	(64%)
(70,7)	(68,2)	Gastos Financieros	(22,9)	(22,9)	(4%)	-
(5,6)	2,2	Diferencias de Cambio	(7,8)	2,1	-	-
7,1	6,7	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,2	2,2	(6%)	-
(25,3)	(46,8)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(10,0)	(8,0)	86%	(20%)
(78,3)	(96,3)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(33,5)	(24,8)	23%	(26%)
247,5	222,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	81,3	88,0	(10%)	8%
(65,7)	(70,3)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(26,6)	(25,8)	7%	(3%)
181,8	152,3	GANANCIA (PÉRDIDA)	54,7	62,2	(16%)	14%
184,8	162,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	59,1	64,6	(12%)	9%
(3,2)	(10,1)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(4,4)	(2,4)	-	-

El **Resultado no operacional** el 3T20 presentó una pérdida de **US\$24,8 millones**, menor que la pérdida de US\$33,5 millones en 3T19. La menor pérdida se explica principalmente por un efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre, mientras que dicho impacto fue negativo el 3T19. Este efecto fue parcialmente compensado por menores ingresos financieros percibidos debido a las menores tasas de interés aplicables a los excedentes de caja a nivel local e internacional.

En términos acumulados, el Resultado no operacional a Sep20 presentó una pérdida de US\$96,3 millones, un 24% mayor a la pérdida registrada a Sep19, debido principalmente a (1) mayores “Otras pérdidas” asociadas a gastos producto del refinanciamiento del Bono 2024 realizado en Mar20 por US\$17 millones obteniendo una tasa cupón de 3,15%, con un yield de 3,33%, alcanzando la tasa más baja de un emisor corporativo privado en Chile; (2) menores ingresos financieros percibidos por los motivos mencionados anteriormente.

El **gasto por impuestos** del 3T20 ascendió a **US\$25,8 millones**, disminuyendo un 3% respecto al gasto observado en 3T19, a pesar de la mayor utilidad antes de impuesto registrada durante el trimestre. Este efecto se debe principalmente a un mayor gasto por impuestos registrado en Fenix durante el 3T19, debido principalmente depreciación del Sol Peruano durante dicho periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Lo anterior debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

En términos acumulados, el gasto por impuestos a Sep20 alcanzó US\$70,3 millones, aumentando un 7% respecto a Sep19, pese a la menor ganancia antes de impuestos, principalmente debido a la depreciación del Sol Peruano durante el periodo y su impacto sobre impuestos diferidos. Lo anterior debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

La Compañía presentó en el 3T20 una **ganancia** que alcanzó los **US\$62,2 millones**, un 14% mayor a la ganancia de US\$54,7 millones del 3T19. La mayor ganancia se explica principalmente por la menor pérdida no operacional registrada.

En términos acumulados, la ganancia a Sep20 alcanzó US\$152,3 millones, disminuyendo un 16% respecto a la ganancia acumulada a Sep19, principalmente por (1) las mayores pérdidas no operacionales; (2) un menor EBTIDA registrado y (3) mayor gasto por impuestos.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic19 y Sep20. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-19	sept-20	Var	Var %
Activos corrientes	1.139,4	1.232,1	92,7	8%
Activos no corrientes	5.565,9	5.499,5	(66,4)	(1%)
TOTAL ACTIVOS	6.705,3	6.731,6	26,3	0%
Pasivos corrientes	338,3	285,3	(53,0)	(16%)
Pasivos no corrientes	2.631,4	2.720,1	88,7	3%
Patrimonio neto	3.735,6	3.726,2	(9,4)	(0%)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.705,3	6.731,6	26,3	0%

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.231,8 millones a Sep20, aumentando un 8% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic19, principalmente debido las mayores inversiones financieras registradas debido a (1) la emisión del Bono Internacional realizada en marzo 2020 que significó un incremento neto de caja de US\$116 millones; y (2) las ganancias del período; parcialmente compensadas por el pago de dividendos en mayo 2020 por un monto total de US\$160,6 millones.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.499,5 millones a Sep20, en línea respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic19.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$285,3 millones a Sep20, disminuyendo un 16% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic19, principalmente debido a (1) menores cuentas por pagar producto de una disminución en los plazos de pago a proveedores y (2) menores impuestos a la renta por pagar luego del pago de dicho impuesto correspondiente al año 2019 en abril 2020.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.720,1 millones al cierre de Sep20, aumentando un 3% respecto al saldo registrado a Dic19, principalmente debido la emisión del bono internacional durante marzo 2020. De los US\$500 millones obtenidos por dicha emisión, US\$343 millones fueron destinados al prepago parcial del bono 2024, mientras que la diferencia corresponde a nueva deuda para la Compañía.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.726,2 millones, en línea respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic19.

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

	dic-19	sept-20	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.678,7	1.796,7	118,1	7%
Inversiones Financieras**	797,3	965,9	168,6	21%
Deuda Neta	881,3	830,8	(50,5)	(6%)
EBITDA LTM	697,1	685,5	(11,5)	(2%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,3	1,2	(0,1)	(4%)

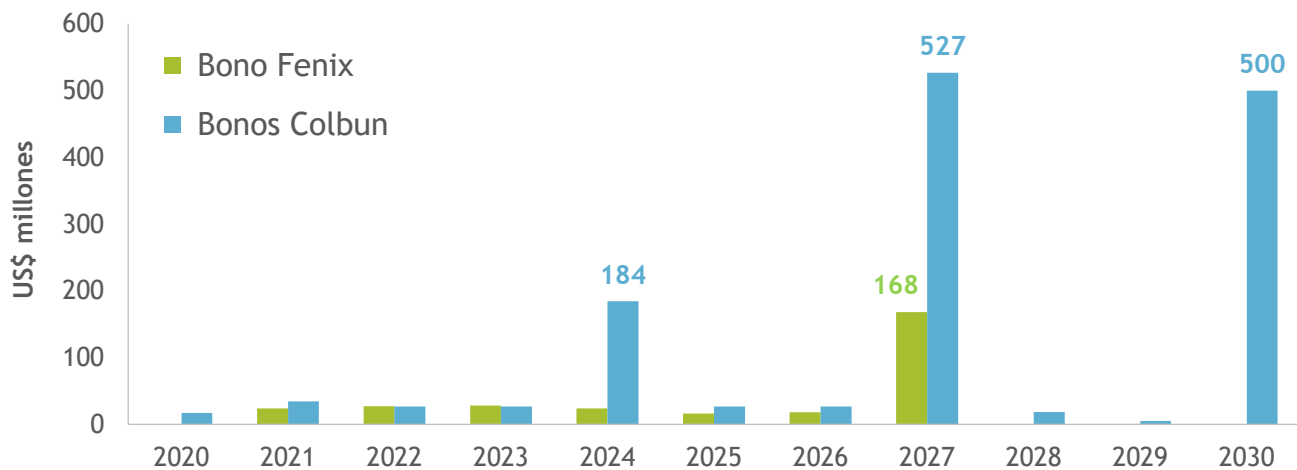
(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$305,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$13,8 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmantaro, y (3) un leasing financiero por US\$117,2 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

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

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	6,8 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 Dic19 y Sep20. 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-19	sept-20	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,37	4,32	28%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,22	4,20	30%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,79	0,81	1%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,39%	9,49%	(17%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,61%	90,51%	2%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,97	3,70	(7%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,32%	4,55%	(15%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,01%	2,67%	(11%)
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,34%	8,32%	(0%)

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

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

■ ■ ■ La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de **4,32x** y **4,20x** a Sep20, aumentando un 28% y un 30% respectivamente con respecto a Dic19 principalmente producto del aumento en los activos corrientes principalmente debido al mayor saldo de cuentas efectivo y efectivo equivalente registrado durante el periodo; y de la disminución en los pasivos corrientes principalmente debido a la disminución de las cuentas por pagar y al pago del impuesto a la renta durante el 2T20.

■ ■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,81x** a Sep20, aumentando un 1% respecto al valor de 0,79x a Dic19, principalmente debido al mayor pasivo no corriente luego de la emisión de un bono internacional durante el periodo. Cabe señalar que de los US\$500 millones obtenidos por la nueva emisión, US\$343 millones fueron destinados a refinanciar el bono con vencimiento en 2024.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Sep20 fue de **9,49%**, disminuyendo respecto al valor de 11,39% a Dic19, principalmente por un aumento en otros pasivos no corrientes producto de la emisión mencionada anteriormente y por la disminución en los pasivos corrientes principalmente debido a la disminución de las cuentas por pagar y del del pago del impuesto a la renta durante el 2T20.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Sep20 fue de **90,51%**, aumentando respecto al valor de 88,61% a Dic19, principalmente por las mismas razones que explican la disminución en el porcentaje de Deuda de Corto Plazo.

■ ■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Sep20 fue de **3,70x**, disminuyendo un 7% con respecto al valor obtenido a Dic19 debido a la disminución de la ganancia antes de impuestos registrada, explicada principalmente por las menores ganancias registradas en los últimos 12 meses en comparación con las del año 2019.

■ ■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Sep20 fue de **4,55%**, disminuyendo un 15% respecto del valor de 5,32% registrado a Dic19. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en los últimos 12 meses en comparación con las del año 2019.

■ ■ ■ La **Rentabilidad del Activo** a Sep20 fue de **2,67%**, registrando una disminución de 11% con respecto del valor de 3,01% a Dic19, principalmente producto de las menores ganancias registradas en los últimos 12 meses en comparación con las del año 2019.

■ ■ ■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** a Sep20 fue de **8,32%**, en línea con el valor registrado a Dic19.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



El comportamiento del Flujo de Efectivo de la sociedad se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 13: Resumen del Flujo Efectivo de Chile y Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-19	sept-20		3T19	3T20	Ac/Ac	T/T
788,1	797,3	Efectivo Equivalente Inicial*	667,3	854,1	1%	28%
418,0	376,5	Flujo Efectivo de la Operación	165,0	183,2	(10%)	11%
(356,6)	(127,3)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(29,5)	(33,2)	(64%)	13%
(63,5)	(79,2)	Flujo Efectivo de Inversión**	(17,2)	(42,3)	25%	146%
(2,0)	170,0	Flujo Neto del Período	118,4	107,7	-	(9%)
(5,9)	(1,4)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(5,5)	4,2	-	-
780,2	966,0	Efectivo Equivalente Final	780,2	966,0	24%	24%

(*) 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 3T20, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$107,7 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto positivo de US\$118,4 millones del 3T19.

Actividades de la operación: Durante el 3T20 se generó un flujo neto positivo de US\$183,2 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$165,0 millones al 3T19, principalmente explicado por menores gastos operacionales registrados durante el trimestre.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$376,5 millones a Sep20, un 10% menor respecto al flujo neto positivo de US\$418,0 millones a Sep19, explicado principalmente por menores ingresos operacionales a Sep20 asociados a (i) menor recaudación por el mecanismo de estabilización de tarifas (Ley 21.185) y (ii) menores ventas registradas durante el periodo; parcialmente compensados por menores costos asociados al consumo de gas.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$33,2 millones durante el 3T20, que se compara con el flujo neto negativo de US\$29,5 millones al 3T19, explicado principalmente por la mayor amortización del bono 144A de Fenix durante el trimestre.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$127,3 millones a Sep20, que se compara con un flujo neto negativo de US\$356,6 millones a Sep19, explicado principalmente por (1) la emisión del 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) el menor pago de dividendos durante el período.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$42,3 millones durante el 3T20, que se compran con un flujo neto negativo de US\$17,2 millones al 3T19, principalmente explicado por mayores desembolsos asociados a capex de inversión de los proyectos en desarrollo.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$79,2 millones a Sep20, que se compara con un flujo neto negativo de US\$63,5 millones a Sep19, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.811 MW conformada por 2.188 MW en unidades térmicas, 1.614 MW en unidades hidráulicas y 9 MW del parque solar fotovoltaico PMGD Ovejería. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa el 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.

Respecto a la infraestructura de transmisión eléctrica, Colbún cuenta con 899 Km de líneas de transmisión divididas en 335 km de líneas pertenecientes al segmento Nacional, 70 km pertenecientes al segmento Zonal y 494 km pertenecientes al segmento Dedicado. Además, posee un total de 27 subestaciones.

7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

A Sep-20, el año hidrológico (Abr20-Mar21) ha presentado precipitaciones inferiores un año medio en las principales cuencas del SEN, siendo las cuencas que presentan los mayores déficit Aconcagua: -34%; Maule: -10%; Laja: -11%; Biobío: -5%; mientras que el Chapo presenta precipitaciones en línea con un año medio (4% de superávit). En comparación con 2019, la cuenca del Maule ha presentado precipitaciones mayores a igual fecha del año anterior, junto con mayores afluentes. Por otro lado, las cuencas del Laja y del Biobío han presentado precipitaciones en línea con las del año 2019. Según el tercer pronóstico de deshielo publicado por el Coordinador, existe una probabilidad de excedencia promedio para el sistema inferior a la registrada en igual pronóstico del año 2019. Esto significa que se esperan mayores deshielos que los pronosticados en el mismo informe del año anterior.

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

Para el 2020 Colbún continúa participando en procesos de licitación de suministro, privilegiando la recontractación de los clientes actuales que están en vencimiento dentro del corto plazo. Durante este año, se han firmado nuevos contratos con 45 clientes por 636 GWh/año. Entre los principales contratos firmados, destaca la renovación del contrato de suministro de energía con Walmart por 330 GWh/año por 6 años.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel balanceado entre generación propia costo-eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales y de las condiciones hidrológicas.

7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

En el tercer trimestre de 2020, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 53%, siendo 40% el valor registrado en igual trimestre de 2019.

En 3T20 la demanda eléctrica cayó un 2% en relación a igual período del año 2019, una contracción que refleja el impacto de las medidas de restricción operativa que ha aplicado el gobierno peruano desde el 16 de marzo ante el COVID-19. Durante el 3T20 aumentó la demanda eléctrica en comparación con el trimestre anterior debido a la reactivación de las actividades económicas.

El comportamiento futuro de los costos marginales está supeditado principalmente al crecimiento de la demanda, a la hidrología y a los cambios regulatorios que tienen relación con la declaración de precios. Los resultados de Fenix a futuro dependen principalmente de la evolución de las variables antes mencionadas, las que a la fecha han exhibido un comportamiento por debajo de los valores presupuestados, proyectándose además una recuperación más lenta respecto a la situación considerada a comienzos del presente año.

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 (607 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. Cuenta con una potencia mínima de 607 MW, una potencia máxima de 980 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 2.000 GWh (considerando potencia mínima). Considera la conexión al SEN en la futura S/E Parinas ubicada a 22 km.

Este proyecto se inicia a partir de la adjudicación en diciembre de 2017 de una licitación convocada por el Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo, construcción y operación de un Parque Eólico mediante una concesión de uso oneroso por 30 años, en un sector de propiedad fiscal de cerca de 8 mil hectáreas.

Para su desarrollo se estiman, desde la fecha de adjudicación, cuatro años para las etapas de estudios y permisos más tres años para la construcción.

El 15 de septiembre de 2020 el SEA reanudó el proceso de Evaluación Ambiental del proyecto, proceso que se encontraba suspendido desde el 20 de marzo a raíz de COVID-19. Durante el tercer trimestre, se trabajó en la preparación de la Participación Ciudadana Telemática con el SEA de Antofagasta, programada para la primera semana de octubre. Por otro lado, se iniciaron los procesos de licitación del BoP civil y eléctrico, campamento y acceso Ruta5 para el parque, cuyas ofertas se esperan para el mes de octubre.

■ ■ ■ **Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (220 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 220 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 615 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 2020 se encuentran asignados los contratos para el suministro de los equipos principales como inversores, seguidores y paneles. En terreno inició la construcción del proyecto.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Machicura (9 MW):** Este parque solar se encuentra ubicado a orillas del embalse Machicura, en la comuna de Colbún de la Región del Maule y utiliza un área total de aproximadamente 20 ha de propiedad de Colbun. La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de la línea de transmisión eléctrica existente para los servicios auxiliares de la Central Machicura hasta la S/E Colbún.

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

Desde junio se cuenta con la RCA del proyecto y la aprobación de la decisión final de inversión por parte del Directorio, pero no se ha podido dar inicio a los trabajos en terreno por la falta del Informe Favorable para Construcción IFC-MINVU, el cual es requisito también para la autorización por parte del CEN al inicio de construcción.

La inversión aprobada para este proyecto alcanza 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 de 2020 se trabajó en la preparación de respuestas al ICSARA N°2, proceso que concluyó con el ingreso de la Adenda Complementaria el 30 de septiembre.

■ ■ ■ **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 continuó con el proceso de tramitación ambiental, cuyos plazos han sido afectados por disposiciones de la autoridad ante Covid-19, principalmente debido a la cuarentena de la comuna de Pozo Almonte.

■ ■ ■ Proyecto Eólico Los Junquillos (265 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 Bío-Bío. Cuenta con una potencia de 265 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 760 GWh.

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

El tercer trimestre se iniciaron campañas la línea base ambiental y se continuó midiendo el recurso para afinar los datos del proyecto.

■ ■ ■ 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 3T20, 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 tendrá una capacidad instalada de 170 MW para una generación anual de 953 GWh en condiciones hidrológicas normales. Posee un avance de construcción de 15%.

La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá constante, lo que significa que el caudal afluente desde el lago Riñihue es igual al caudal evacuado aguas debajo de la Central, el que no se verá alterado.

El proyecto línea de transmisión San Pedro-Ciruelos va a permitir evacuar la energía de la Central San Pedro al SEN mediante una línea de 220 kV y 47 kilómetros de longitud, que se conectará en la S/E Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

En diciembre de 2018 se reingresó un Estudio de Impacto Ambiental para las adecuaciones del proyecto. A fines de abril 2019 la autoridad ambiental emitió el primer ICSARA Ambiental y Ciudadano, cuyo plazo de respuesta inicial es el 30 de septiembre 2020, sin embargo, producto de la contingencia Covid-19, la Autoridad ha

extendido el plazo en 30 días hábiles. En el tercer trimestre 2020 se continuó trabajando en la preparación de la ADENDA 1 con las respuestas a los ICSARAS antes indicados.

Proyectos de Transmisión en desarrollo

■ ■ ■ **Normalización de la S/E Los Maquis:** Normalización de la S/E en 220 kV existente, modificando la actual configuración en tecnología GIS, el cambio considera al menos 6 paños. Se deben adecuar además los sistemas de control y protecciones. El valor de inversión adjudicado es de US\$8,0 millones y a septiembre 2020 presenta un avance del 96%.

■ ■ ■ **Ampliación de la S/E Mulchen:** Ampliación de la plataforma de la S/E para la construcción de 5 nuevos paños de conexión en 220 kV. El valor de inversión adjudicado es de US\$3,6 millones, su Puesta en Servicio se realizó el día 26 de septiembre.

■ ■ ■ **S/E Pirque:** Regularizar la conexión de la S/E Pirque a través de un seccionamiento de la Línea Maipo - Puente Alto 1x 110 kV, con sus respectivos paños en reemplazo del Tap OFF actual. El valor de inversión adjudicado es de US\$1,8 millones, su Puesta en Servicio se realizó el 26 de julio.

■ ■ ■ **Ampliación de S/E Puente Negro:** Obra de Ampliación originada en un contrato de servicio de Transmisión firmado en 2019 con la empresa Tinguiririca Energía, para seccionar y conectar a la S/E Puente Negro con línea 2x154 Tinguiririca-La Higuera. El proyecto tiene un presupuesto de US\$11,7 millones con fecha de término diciembre de 2020. En junio de 2019 se firmó un contrato EPC para la ejecución del proyecto con la empresa Agrosonda que a septiembre de 2020 presentaba un avance del 96%.

■ ■ ■ **Aumento capacidad LT 2x110 kV Aconcagua-Esperanza:** Obra de Ampliación de instalaciones existentes consistente en el cambio de conductor de línea 2x110kV Aconcagua-Esperanza, entre las SS/EE Rio Aconcagua y Nueva Panquehue, por uno de alta capacidad y baja flecha capaz de transmitir 155 MVA a 35°C. El CEN lo adjudicó a la empresa SEMI por un valor de US\$5,6 millones. El contrato en SEMI y Colbun Transmisión se firmó con fecha 31 de enero de 2020, con un plazo de ejecución de 36 meses, presentando a septiembre de 2020 un avance del 13%.

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

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

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

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbun 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 podría encarecer los costos de Colbún, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objetivo mantener un equilibrio entre la generación competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente, y otras energías renovables costo eficientes y debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia y volatilidad) y los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetidas sequías, una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados. Con el objetivo de minimizar el uso del agua y asegurar la disponibilidad operacional durante periodos de escasez hídrica, Colbún construyó en 2017 una Planta de Osmosis Inversa que permite reducir hasta en un 50% el agua utilizada en el proceso de enfriamiento de los ciclos combinados del Complejo Nehuencho.

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

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones *call* y opciones *put*, entre otras, para cubrir la porción remanente de esta exposición en caso de existir. En caso contrario, ante una hidrología abundante, la Compañía podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot cuyo precio estaría en parte determinado por el precio de los combustibles.

En Perú, el costo del gas natural tiene una menor dependencia de los precios internacionales, dada una importante oferta doméstica de este hidrocarburo, lo que permite acotar la exposición a este riesgo. Al igual

que en Chile, la proporción que queda expuesta a variaciones de precios internacionales es mitigada mediante fórmulas de indexación en contratos de venta de energía.

Por lo anteriormente expuesto, la exposición al riesgo de variaciones de precios de los combustibles se encuentra en parte mitigado.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

La Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año. Adicionalmente, se han firmado contratos de suministro de gas con productores argentinos, para complementar el suministro de 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 junio de 2019), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana y una política de gestión de inventario de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión de Colbún son fundamentales para el negocio. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos programados, preventivos y predictivos a sus equipos, acorde a las recomendaciones de sus proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de riesgos a través de seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico y perjuicio por paralización.

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado por factores tales como: retrasos en la obtención de permisos, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas imprevistas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

La exposición de la Compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos. Además, se incorporan niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción. Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo “Todo Riesgo de Construcción” que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha activación de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Como parte de esta complejidad, los plazos de tramitación ambiental se han hecho más inciertos, los que en ocasiones son además seguidos por extensos procesos de judicialización. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

Colbún tiene como política integrar con excelencia las dimensiones sociales y ambientales al desarrollo de sus proyectos. Por su parte, la Compañía ha desarrollado un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general, iniciando un proceso transparente de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de los proyectos y durante todo el ciclo de vida de los mismos.

B.1.6. Riesgos regulatorios

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

Chile

En el contexto del proceso constitucional originado a partir del llamado "Acuerdo por la Paz y la Nueva Constitución", el 25 de octubre de 2020 se desarrolló el plebiscito para decidir aprobar o rechazar la redacción de una nueva Constitución. En la consulta nacional la opción por el "apruebo" se impuso por un 78% de los votos y el mecanismo para redactar la nueva Constitución será a través de una convención constitucional (79% de las preferencias respecto a la alternativa de una convención mixta). El próximo 11 de abril deberán elegirse los 155 constituyentes encargados de su redacción y el texto deberá someterse a un nuevo plebiscito el año 2022. El proceso constitucional puede resultar en cambios al marco institucional aplicable a la actividad empresarial en el país.

El sábado 12 de septiembre, con ocasión del brote de COVID-19 que afecta al país, calificado como pandemia por la Organización Mundial de la Salud, el presidente de la República decidió prorrogar el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, por calamidad pública, declarado en el territorio chileno mediante decreto supremo N° 104, de 2020, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, y sus modificaciones, por un plazo adicional de 90 días.

En ese contexto, en el marco de la grave crisis sanitaria que afecta al país, el 5 de agosto fue promulgada la Ley N° 21.249, que contempla medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. Esta iniciativa obliga a las empresas distribuidoras a que durante los 90 días siguientes a la publicación de la ley (8 de agosto de 2020) no podrán cortar el suministro por mora en el pago a las personas, usuarios y establecimientos que la ley indica. La Ley define que las deudas de los usuarios más vulnerables o con incapacidad de pago, y que se generen entre el 18 de marzo de 2020 y hasta los noventa días posteriores a la publicación de la ley, se podrán dividir en el número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el usuario, las que no podrán ser más de 12 cuotas, y se cobrarán a partir de la facturación siguiente al término del plazo de 90 días y no podrán considerar multas, intereses ni gastos asociados. Esta Ley no implica una asignación de costos a través de la cadena de suministro, salvo para el caso de la postergación de pagos por parte de las "cooperativas" eléctricas, que sí podrían diferir en cuotas el pago a sus suministradores.

Respecto a la Ley señalada precedentemente, un grupo de senadores ingresó a tramitación una moción parlamentaria con el objetivo principal de extender los plazos para sus beneficios por 6 meses adicionales a los previstos en la Ley vigente, tanto respecto a la prohibición de corte de suministro como también de la reprogramación de la deuda, indicando una reprogramación automática de la deuda hasta en 36 cuotas mensuales (24 cuotas adicionales a las previstas en la ley), entre otras modificaciones. Esta modificación de ley, al igual que la actual ley vigente, no contempla una asignación de costos a través de la cadena de

suministro, salvo para el caso de las “cooperativas” que si podrían diferir en cuotas el pago a sus suministradores.

Adicionalmente, la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la Cámara de Diputados despachó a la Sala el Proyecto de Ley que busca adelantar el cierre de centrales carboneras. 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.

Los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional han expuesto ante la Comisión la inconveniencia de adelantar el cierre de las centrales a carbón por la vía legal.

Respecto al mercado de Servicios Complementarios (SSCC), se presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos debido a que el Informe de SSCC 2021 del Coordinador Eléctrico Nacional determinó que no existen condiciones de competencia en el control secundario de frecuencia, por lo que dejarían de realizarse subastas para este servicio y se realizarían bajo esquema de prestación directa a partir del 1° de enero de 2021. En su dictamen, el Panel de Expertos acogió las discrepancias y ordenó al Coordinador Eléctrico Nacional mantener las subastas a partir de enero de 2021 y corregir su informe. Por otra parte, respecto al Informe de SSCC 2020 (que empezó a regir en enero de 2020) el Coordinador efectuó una actualización de dicho informe, en el cual suspendió las subastas para el control secundario de frecuencia y el control terciario de frecuencia, instruyendo que se realizarán mediante prestación directa, motivo por el cual se presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos, que actualmente están en curso.

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 “Nueva Ley de Distribución” (Ley Larga), 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 septiembre de 2020 el Ministro de Energía ingresó a la Comisión de Minería y Energía de 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.

La Comisión de Minería y Energía de la Cámara ha convocado al sector privado, la sociedad civil, académicos y al sector público con el propósito de capturar la opinión de las distintas organizaciones para que los parlamentarios puedan hacer las indicaciones necesarias al proyecto de ley.

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

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

- a. El 9 de julio de 2020 se publicó la resolución exenta N° 238 de la Comisión Nacional de Energía (CNE) que modifica la resolución exenta N° 164, de 2010, en la que se propone establecer incentivos para los clientes que sustituyan la leña por energía eléctrica para la calefacción, estableciendo un descuento en la tarifa regulada para los incrementos de consumo energético que provengan de la reconversión de calefacción a leña por electricidad, y donde los generadores que suministren energía eléctrica podrán realizar ofertas a través de las empresas distribuidoras. Posteriormente, la CNE lideró un proceso de presentación de ofertas con descuento en los precios de la energía eléctrica, que permitirán promover la sustitución de la leña y aumentar el consumo de energía eléctrica, abarcando en una primera etapa a 10 comunas con alto nivel de concentración de material particulado. El proceso de licitación consideró un total de energía por 122 GWh/año y abarcó un período de vigencia de las ofertas desde agosto de 2020 hasta diciembre de 2024. Colbún, por su parte, se adjudicó un suministro de 10 GWh anuales entre los años 2020 y 2020 y 12,4 GWh adicionales el año 2024.
- b. Por otra parte, la Contraloría aprobó el Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala que se encontraba en revisión, que establece, entre otras modificaciones, un nuevo régimen de precio estabilizado que será calculado considerando 6 bloques por día (4 horas cada bloque), en vez de un precio por día que era el régimen anterior. Además, establece un período transitorio para pasar desde el régimen antiguo al nuevo para centrales en operación y proyectos próximos a su construcción.

Perú

Luego de que Luz del Sur realizara una denuncia en contra del Ministerio Energía, debido a que -a juicio de la eléctrica- el Decreto 043-2017-EM, que tiene relación con la declaración de precios de los combustibles por parte de las centrales generadoras, contaba con infracciones tanto legales como constitucionales, la Corte Suprema declaró que este Decreto es nulo y ordenó al Ministerio de Energía establecer nuevas disposiciones en base al Decreto 039-2017-EM ya existente. Esta declaración de nulidad se refiere a la posibilidad que tienen las centrales térmicas de declarar un precio mínimo respecto al uso del gas natural que es distinto al precio real del combustible (porque existen cláusulas de *take or pay*). La sentencia indica que no se pueden declarar dos precios distintos: uno en barra y otro para la declaración de precios de gas (orden de despacho de centrales). El fallo de la Corte Suprema no indica cómo se debe regular o de qué manera se debe volver al régimen anterior.

En este contexto, con fecha 10 de octubre de 2020 se publicó la Resolución Ministerial N° 312-2020-MINEM/DM, que dispuso la publicación del proyecto de “Decreto Supremo que establece disposiciones para la

determinación del precio del gas natural para generación eléctrica” y otorgó un plazo de siete (7) días calendario para el envío de comentarios y/o aportes al proyecto normativo.

B.1.7. Riesgo de variación de demanda/oferta y de precio de venta de la energía eléctrica

La proyección de demanda de consumo eléctrico futuro es una información muy relevante para la determinación del precio de mercado.

En Chile, un bajo crecimiento de la demanda, una baja en el precio de los combustibles y un aumento en el ingreso de proyectos de energías renovables variables solar y eólica determinaron durante los últimos años una baja en el precio de corto plazo de la energía (costo marginal).

Respecto de los valores de largo plazo, las licitaciones de suministro de clientes regulados concluidas en agosto de 2016 y octubre de 2017 se tradujeron en una baja importante en los precios presentados y adjudicados, reflejando la mayor dinámica competitiva que existe en este mercado y el impacto que está teniendo la irrupción de nuevas tecnologías -solar y eólica fundamentalmente- con una significativa reducción de costos producto de su masificación. Aunque se puede esperar que los factores que gatillan esta dinámica competitiva y tendencia en los precios se mantengan a futuro, es difícil determinar su alcance preciso en los valores de largo plazo de la energía.

Adicionalmente, y dada la diferencia de precios de la energía entre clientes libres y regulados, ciertos clientes se han acogido a régimen de cliente libre. Lo anterior se puede producir dada la opción, contenida en la legislación eléctrica que permite que los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden ser categorizados como clientes regulados o libres. Colbún tiene uno de los parques de generación más eficientes del sistema chileno, por lo que tiene la capacidad de ofrecer condiciones competitivas a estos clientes.

En Perú, también se presenta un escenario de desbalance temporal entre oferta y demanda, generado principalmente por el aumento de oferta eficiente (centrales hidroeléctricas y a gas natural).

El crecimiento que se ha observado en el mercado chileno (y potencialmente en el peruano) de fuentes de generación renovables de fuentes variables como la generación solar y eólica, puede generar costos de integración y por lo tanto afectar las condiciones de operación del resto del sistema eléctrico, sobre todo en ausencia de un mercado de servicios complementarios que remunere adecuadamente los servicios necesarios para gestionar la variabilidad de las fuentes de generación indicadas.

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 caído aproximadamente un 2% durante el 3T20 respecto al 3T19, mientras que en Perú esta baja ha sido de aproximadamente un 4%. 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 2020, la deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

B.2.3 Riesgo de crédito

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

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

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

Al 30 de septiembre de 2020, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuenta corriente remunerada, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e

internacionales. Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “*money market*”.

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 11.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 2020, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$966 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 60 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados) y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días.

Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy: (i) tres líneas de bonos inscritas en el mercado local, dos por un monto total conjunto de UF 7 millones y una por un monto de UF 7 millones y (ii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas de crédito comprometidas por un total de US\$25 millones, con un año plazo de vigencia, contratadas con dos bancos locales. Adicionalmente, Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$34 mm, contratadas con tres bancos locales.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$110 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 2020, 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 2020 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional Ba1 por Moody’s y BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que el riesgo de liquidez de la Compañía actualmente es acotado. Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 23.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 2020 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de

aproximadamente US\$4,3 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

No existe riesgo de variación de tasas de interés, ya que el 100% de la deuda financiera se encuentra contratada a tasa fija.

El riesgo de crédito se encuentra acotado por cuanto Colbún opera únicamente con contrapartes bancarias locales e internacionales de alto nivel crediticio y ha establecido políticas de exposición máxima por contraparte que limitan la concentración específica con estas instituciones. En el caso de los bancos, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a BBB y las entidades extranjeras tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión.

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 15%. 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 25% en términos de nocional.

El riesgo de liquidez se considera bajo en virtud de la relevante posición de caja de la Compañía, la cuantía de obligaciones financieras en los próximos doce meses y el acceso a fuentes de financiamiento adicionales.

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad.

Este documento podría contener declaraciones sobre perspectivas futuras de la Compañía y debe ser considerado como estimaciones sobre la base de buena fe por parte de Colbún S.A.

En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. publica en su sitio web (www.colbun.cl) 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.