

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

30 de Septiembre de 2024



3º TRIMESTRE 2024

ÍNDICE

3T24 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 Chile	9
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	12
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	14
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	16
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	17
Perspectivas de mediano plazo Chile	17
Perspectivas de mediano plazo Perú	17
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	18
Gestión de riesgo	23

Conference Call Resultados 3T24

Fecha: Lunes 4 de Noviembre 2024
Hora: 10:00 AM Eastern Time
 12:00 PM Chilean Time

USA: +1 718 866 4614
Chile: +562 2840 1484
Event Link:
<https://mm.closir.com/slides?id=106945>

Contacto Relación con Inversionistas:

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

Isidora Zaldivar S.
izaldivar@colbun.cl
 + (56) 224604308

Macarena Güell M.
mguell@colbun.cl
 + (56) 2 24604084

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales cifras a nivel consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del tercer trimestre del año 2024 (3T24) ascendieron a **US\$383,9 millones**, disminuyendo un 22% respecto a los ingresos registrados el tercer trimestre del año 2023 (3T23), debido principalmente a (1) menores ventas a clientes regulados tanto en Chile como en Perú, explicado principalmente por la menor energía y potencia contratada con dicho segmento, (2) menores ventas en el mercado spot en Perú, producto del menor precio promedio de venta respecto al año anterior, asociado al despacho de centrales diésel durante el 3T23 producto de las condiciones hidrológicas y (3) menores ventas a clientes libres en Perú, producto principalmente de una disminución en el precio promedio de venta en comparación con el 3T23, trimestre en que se registraron indexaciones al costo marginal que implicaron un alza en los precios promedios de venta de los contratos. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a sep-24 ascendieron a **US\$1.191,5 millones**, disminuyendo un 25% respecto a sep-23, producto de (1) las menores ventas a clientes regulados en Chile y en Perú, por las mismas razones mencionadas anteriormente, (2) menores ventas a clientes libres en ambos países, producto de un menor precio promedio de venta debido a la indexación de dichos contratos, y (3) menores ventas de energía y potencia en el mercado spot en ambos países, principalmente debido a los menores costos marginales en ambos sistemas.
- El **EBITDA** consolidado del 3T24 alcanzó **US\$169,7 millones**, disminuyendo 25% respecto al EBITDA de US\$226,2 millones en 3T23, debido principalmente a los menores ingresos de actividades ordinarias mencionados anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores costos de materias primas y combustibles, producto principalmente de (1) menores compras de energía y potencia en el mercado spot, tanto para Perú como para Chile y (2) menor consumo de gas en Chile. **En términos acumulados**, el EBITDA a sep-24 totalizó **US\$469,6 millones**, disminuyendo un 15% respecto a sep-23, principalmente debido a los menores ingresos de actividades ordinarias mencionadas anteriormente. Dicho efecto fue compensado parcialmente por (1) menor consumo de combustibles fósiles principalmente producto de la mejor hidrología registrada durante el primer semestre 2024, y (2) menores compras de energía y potencia en el mercado spot en ambos países, producto mayoritariamente de los menores costos marginales mencionados anteriormente.
- El **Resultado no operacional** el 3T24 presentó una pérdida de **US\$8,0 millones**, que se compara con la pérdida de US\$0,5 millones registrada en 3T23, principalmente a (1) "Otras ganancias" producto de indemnizaciones percibidas por concepto de seguros e intereses asociados a la venta de saldos PEC durante el 3T23, que no se repiten durante este período y (2) menores ingresos financieros debido a la menor tasa de interés durante este trimestre. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (1) una ganancia producto de diferencia de cambio y (2) por menores gastos financieros producto de las mayores activaciones de gastos financieros asociadas al proyecto eólico Horizonte. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a sep-24 alcanzó una pérdida de **US\$36,8 millones**, comparado con una ganancia de US\$68,9 millones a sep-23. Cabe destacar que le 2023 el resultado no operacional proviene fundamentalmente del ingreso de US\$116,4 millones registrado en "Otras ganancias" durante el 2023, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA.
- El 3T24 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$24,8 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$51,4 millones en 3T23. Esta disminución, se debe principalmente a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo, y (2) por la apreciación del sol peruano durante 3T24 y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a sep-24 se registró un gasto por impuestos de **US\$73,1 millones**, que se compara con los US\$123,7 millones a sep-23, principalmente por la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el año.
- La Compañía presentó en 3T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$82,7 millones**, comparado con una ganancia de US\$124,4 millones en 3T23, debido principalmente al menor EBITDA y Resultado no operacional mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$203,0 millones** a sep-24, que se compara con una ganancia de US\$347,6 millones registrada a sep-23, principalmente debido al ingreso registrado durante el 2023 de US\$116,4 millones antes de impuestos, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A mencionado anteriormente.

Hechos destacados del trimestre

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

- Durante el 3T24, la Central Térmica Nehuenco 2, estuvo fuera de servicio producto de su mantenimiento mayor desde el 26 de julio hasta el 2 de agosto de 2024, fecha en que la central retomó su operación normal, tras verificar la correcta ejecución del mantenimiento y la seguridad operativa de la central.
- La Central Hidroeléctrica Chacabuquito, de 26 MW de capacidad instalada, ha estado fuera de servicio desde el 2 de septiembre hasta la fecha. La central inició su mantenimiento programado a inicios de septiembre, pero posteriormente el 13 de septiembre la unidad N°2, presentó una falla en un sello de la válvula esférica, que provocó una inundación en la casa de máquinas, compuesta por cuatro unidades. Actualmente, se está trabajando en las reparaciones. Se espera recuperar la operación gradual a partir de abril de 2025.

AVANCES PROYECTOS:

- El 3T24, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Antofagasta resolvió poner término anticipado a la evaluación ambiental del proyecto de hidro bombeo Paposo. Posteriormente, Colbún presentó un recurso de reposición, argumentando que el EIA contenía la información suficiente para continuar con el proceso de evaluación ambiental, sin perjuicio de las mejoras posibles de introducir durante el trámite ambiental. Luego que el SEA de Antofagasta decidiera rechazar dicho recurso, la Compañía suspendió el desarrollo del proyecto. Actualmente, Colbún se encuentra evaluando las distintas opciones respecto del futuro del proyecto.
- Al 3T24 se alcanzó el 90% de avance del proyecto eólico Horizonte, alcanzando el “*mechanical completion*” de 116 aerogeneradores y 66 de ellos energizados, los cuales han agregado 83 GWh de energía al Sistema Eléctrico Nacional desde mayo en su proceso de pruebas.

Hechos posteriores del trimestre

- El 1 de octubre, Colbún S.A. cerró la adquisición del 100% de las acciones de Inversiones Latin America Power SpA (ILAP), propietaria de las sociedades San Juan S.A. y Norvind S.A., tras cumplir con las condiciones suspensivas del contrato de compraventa notificado el 28 de junio de 2024. La transacción incluye la compra de los parques eólicos San Juan y Totoral, con 193 MW y 46 MW de capacidad instalada respectivamente, ambos en operación, junto con otros activos asociados. El precio de la Transacción, libre de deuda y caja, ascendió a la cantidad de US\$ 403 millones, luego de la aplicación de los ajustes estipulados en el contrato respectivo y que son usuales para este tipo de transacciones.
- El 9 de octubre, Colbún S.A. alcanzó un acuerdo con la Inter-American Investment Corporation (IIC) para vender documentos de pago (DDP) relacionados con el mecanismo de estabilización de precios, según la Ley PEC III. Este acuerdo permitirá a Colbún vender DDP que reflejen la diferencia entre las tarifas facturadas en sus contratos de suministro y las tarifas efectivas de la Ley PEC III, con un monto estimado de hasta US\$ 99 millones. El 24 de octubre se concretó la primera venta de DDP bajo este acuerdo, por un monto de US\$70 millones.

Por su parte, San Juan S.A. y Norvind S.A. firmaron el mismo acuerdo, que les permitirá vender DDP con un monto estimado de US\$19 millones y US\$2 millones respectivamente. El 24 de octubre se concretó la primera venta por un monto conjunto de US\$11 millones.

Cabe señalar que lo anterior no tendrá un efecto en los resultados de la Sociedad.

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 3T23 y 3T24, y acumulado a sep-23 y sep-24.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
9.132	10.028	Total Ventas Físicas (GWh)	2.825	3.223	(9%)	(12%)
778	1.972	Clientes Regulados	264	695	(61%)	(62%)
6.831	7.042	Clientes Libres	2.253	2.279	(3%)	(1%)
1.524	1.014	Ventas en el Mercado Spot	308	250	50%	24%
1.268	1.626	Potencia (MW)	1.268	1.626	(22%)	(22%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
9.304	10.197	Total Generación (GWh)	2.829	3.237	(9%)	(13%)
5.177	4.523	Hidráulica	1.915	2.428	14%	(21%)
3.515	5.134	Térmica	677	656	(32%)	3%
2.272	3.606	Gas	335	434	(37%)	(23%)
14	62	Diésel	2	1	(77%)	-
1.228	1.466	Carbón	340	221	(16%)	54%
613	539	ERFV	236	153	14%	54%
160	69	Eólica*	99	28	133%	-
452	470	Solar**	137	126	(4%)	9%
31	18	Compras en el Mercado Spot (GWh)	31	18	72%	72%
1.493	996	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	277	232	50%	20%

(*): Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras.

(**): Incluye la energía comprada a la central Imelsa.

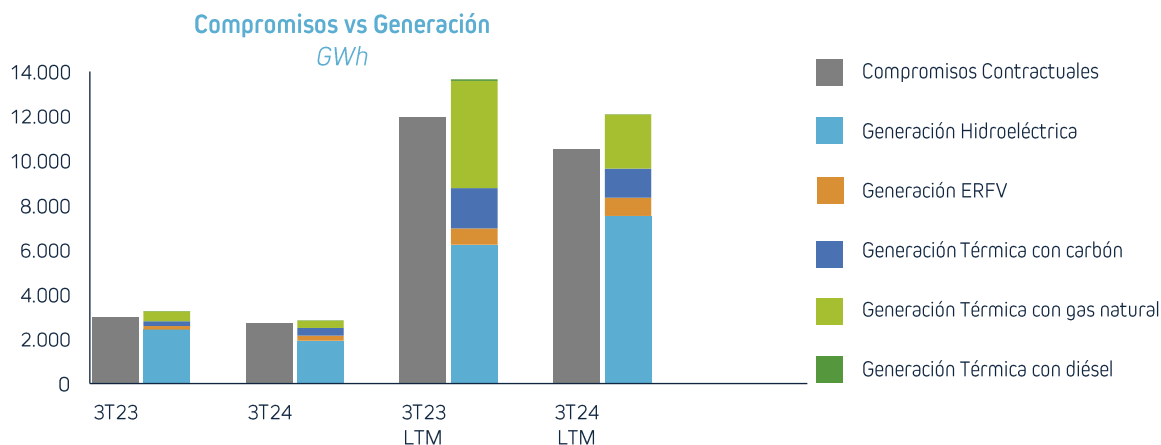
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 3T24 alcanzaron **2.825 GWh**, disminuyendo un 12% en comparación con el 3T23, esta diferencia es explicada principalmente por (1) una menor venta a clientes regulados debido al vencimiento de contratos en este segmento en dic-23 y (2) menores ventas físicas a clientes libres asociadas a un menor consumo registrado por parte de clientes de la industria minera. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas físicas al mercado spot, producto de la menor energía destinada a clientes bajo contrato mencionada anteriormente.

Por su parte, la **generación** del trimestre alcanzó **2.829 GWh**, disminuyendo un 13% respecto al 3T23, debido fundamentalmente a (1) la menor generación hidroeléctrica (-512 GWh), la cual se explica principalmente por la menor generación afluente producto de las menores precipitaciones que se registraron durante el trimestre y (2) menor generación en base a gas (-99 GWh) dado el menor despacho económico. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación en base a carbón (+119 GWh), debido al mayor despacho económico, y a la mayor generación eólica (+71 GWh) debido principalmente a la energía asociada al proyecto eólico Horizonte.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a sep-24 alcanzaron **9.132 GWh**, disminuyendo un 9% respecto a sep-23, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones trimestrales. Por su parte, la **generación acumulada** a sep-24 alcanzó los **9.304 GWh**, disminuyendo un 9% respecto a sep-23 principalmente por la menor generación térmica (-1.619 GWh), explicada principalmente por la menor generación en base a gas (-1.334 GWh) y carbón (-238 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación hidroeléctrica (+653 GWh).

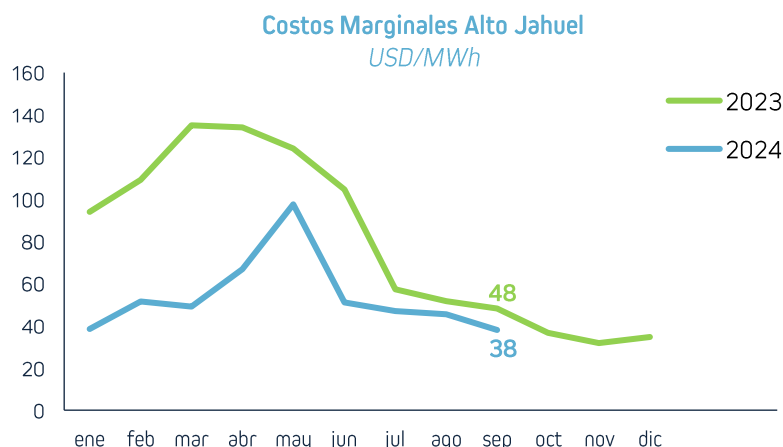
● El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por **277 GWh**, aumentando un 20% respecto a lo registrado en el 3T23. Esta variación se explica principalmente por las menores ventas a clientes regulados y libres mencionado anteriormente.



● **Mix de generación en Chile:** A sep-24, el año hidrológico (abr24-mar25) presentó déficits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN: Aconcagua: -1%; Maule: -16%; Biobío: -2% y Canutillar: -9%. Por otro lado, la única cuenca que presenta superávit es Laja: +10%. El costo marginal promedio, medido en Alto Jahuel, disminuyó en un 17% respecto al 3T23, promediando US\$43/MWh en el 3T24.

Tabla 2: Generación del SEN

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
64.415	62.773	Total Generación (GWh)	21.214	21.142	3%	0%
18.863	15.911	Hidráulica	7.106	8.023	19%	(11%)
10.833	13.759	Gas	2.993	3.048	(21%)	(2%)
142	455	Diésel	30	41	(69%)	(27%)
10.682	11.346	Carbón	2.984	3.381	(6%)	(12%)
8.225	7.217	Eólica	2.984	2.442	14%	22%
13.390	11.986	Solar	4.256	3.513	12%	21%
2.281	2.099	Otros	725	702	9%	3%



2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T23 y 3T24, y acumulado a sep-23 y sep-24.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
2.822	3.008	Total Ventas Físicas (GWh)	1.155	1.169	(6%)	(1%)
848	1.474	Cientes Regulados	275	476	(42%)	(42%)
1.005	1.058	Cientes Libres	371	338	(5%)	10%
969	476	Ventas en el Mercado Spot	509	355	-	43%
569	570	Potencia (MW)	568	570	(0%)	(0%)
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
2.817	2.504	Total Generación (GWh)	1.181	1.197	12%	(1%)
2.817	2.504	Gas	1.181	1.197	12%	(1%)
73	567	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	(87%)	-
896	(91)	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	509	355	-	43%

● **Las ventas físicas** durante el 3T24 alcanzaron **1.155 GWh**, disminuyendo en 1% respecto al 3T23, principalmente por menores ventas a clientes regulados debido a la ejecución de opciones que alargan la vida de los contratos vigentes, a cambio de una menor potencia contratada anual. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas al mercado spot, producto de la menor energía y potencia destinada a clientes bajo contrato.

● Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **1.181 GWh**, disminuyendo en 1% respecto al 3T23, principalmente debido a un menor despacho económico, producto de mayor disponibilidad hídrica del sistema en comparación con el año anterior.

● **En términos acumulados**, las ventas físicas a sep-24 alcanzaron **2.822 GWh**, disminuyendo 6% respecto a sep-23, debido a las menores ventas a clientes regulados por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, parcialmente compensadas por mayores ventas al mercado spot. Por su parte, la **generación acumulada** a sep-24 alcanzó los **2.817 GWh**, aumentando un 12% respecto a sep-23, principalmente producto de la mayor duración del mantenimiento mayor realizado en la central durante 2023.

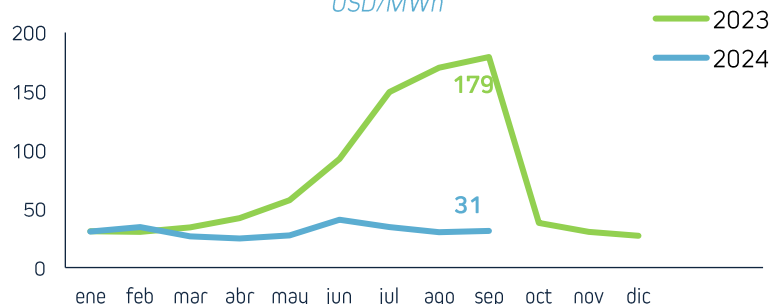
● El **balance en el mercado spot** del 3T24 registró ventas netas por **509 GWh**, en comparación con las ventas netas por 355 GWh durante el 3T23, debido principalmente a las menores ventas a clientes bajo contrato mencionadas anteriormente. **En términos acumulados**, a sep-24 se registraron ventas netas por **896 GWh**, que se comparan con las compras netas por 91 GWh registradas a sep-23; las variaciones se explican principalmente por (1) las menores ventas a clientes bajo contrato y (2) la mayor disponibilidad de la CT Fenix durante el año.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro, la cual abastece al principal complejo hidroeléctrico del Perú, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW) presentó una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 19,4% al mes de setiembre del año 2024 vs. 82,0% al mes de setiembre del año 2023.

● **En términos acumulados**, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 13,8% en comparación a sep-23 debido principalmente a (1) la mayor hidrología de este año, y (2) la mayor disponibilidad de CCHH durante el trimestre producto de los mantenimientos y salidas de CCHH durante el 3T23. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó en un 14,6% a sep-24 en comparación a sep-23, debido principalmente a la mayor generación hidroeléctrica debido a la mayor hidrología registrada durante el 3T24, y los mantenimientos y salidas de operación del 3T23 de las CCHH ya mencionadas. La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 3T24 fue de 2,8% respecto al 3T23, debido al incremento de la demanda regulada.

Costos Marginales Santa Rosa

USD/MWh



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 3T23 y 3T24, y acumulado a sep-23 y sep-24.

Tabla 4: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
1.191,5	1.594,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	383,9	493,8	(25%)	(22%)
159,7	386,8	Venta a Clientes Regulados	51,1	134,7	(59%)	(62%)
751,0	864,1	Venta a Clientes Libres	250,6	260,5	(13%)	(4%)
236,5	285,8	Ventas de Energía y Potencia	69,6	74,2	(17%)	(6%)
44,3	57,7	Otros Ingresos	12,7	24,3	(23%)	(48%)
(602,5)	(922,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(172,6)	(228,5)	(35%)	(24%)
(118,5)	(110,9)	Peajes	(48,9)	(30,5)	7%	60%
(52,9)	(172,1)	Compras de Energía y Potencia	(21,5)	(66,2)	(69%)	(68%)
(278,5)	(419,8)	Consumo de Gas	(60,1)	(77,2)	(34%)	(22%)
(4,9)	(20,4)	Consumo de Petróleo	(1,2)	(4,3)	(76%)	(73%)
(79,6)	(123,7)	Consumo de Carbón	(18,6)	(22,3)	(36%)	(17%)
(67,9)	(75,4)	Otros	(22,4)	(27,9)	(10%)	(20%)
589,0	672,3	MARGEN BRUTO	211,3	265,3	(12%)	(20%)
(67,9)	(69,4)	Gastos por Beneficios a Empleados	(23,6)	(23,8)	(2%)	(1%)
(51,5)	(49,8)	Otros Gastos, por Naturaleza	(18,1)	(15,3)	3%	18%
(156,7)	(150,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(54,1)	(49,9)	4%	8%
312,9	402,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	115,6	176,3	(22%)	(34%)
469,6	553,1	EBITDA	169,7	226,2	(15%)	(25%)
41,9	49,4	Ingresos Financieros	12,5	17,6	(15%)	(29%)
(53,2)	(66,2)	Gastos Financieros	(17,2)	(21,0)	(20%)	(18%)
3,5	(6,1)	Diferencias de Cambio	3,3	(4,0)	-	-
9,5	10,2	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,2	2,8	(7%)	13%
(38,5)	81,6	Otras Ganancias (Pérdidas)	(9,8)	4,1	-	-
(36,8)	68,9	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(8,0)	(0,5)	-	-
276,1	471,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	107,5	175,8	(41%)	(39%)
(73,1)	(123,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(24,8)	(51,4)	(41%)	(52%)
203,0	347,6	GANANCIA (PÉRDIDA)	82,7	124,4	(42%)	(34%)
199,5	339,6	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	79,0	117,7	(41%)	(33%)
3,6	8,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	3,7	6,7	(55%)	(45%)

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

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	sep-24	dic-23	sep-23
Chile (CLP / US\$)	897,68	877,12	895,60
Chile UF (CLP/UF)	37.910,42	36.789,36	36.134,97
Perú (PEN / US\$)	3,71	3,71	3,80

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T23 y 3T24, y acumulado a sep-23 y sep-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
1.027,8	1.344,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	324,2	367,2	(24%)	(12%)
92,2	268,0	Venta a Clientes Regulados	29,6	96,6	(66%)	(69%)
696,9	792,5	Venta a Clientes Libres	230,3	224,0	(12%)	3%
202,5	233,9	Ventas de Energía y Potencia	52,9	24,2	(13%)	-
36,0	50,2	Otros Ingresos	11,5	22,4	(28%)	(49%)
(513,7)	(760,2)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(140,6)	(155,8)	(32%)	(10%)
(114,2)	(107,5)	Peajes	(47,1)	(29,0)	6%	62%
(50,9)	(99,6)	Compras de Energía y Potencia	(21,5)	(33,4)	(49%)	(36%)
(203,3)	(352,5)	Consumo de Gas	(31,8)	(50,6)	(42%)	(37%)
(4,9)	(17,0)	Consumo de Petróleo	(1,2)	(0,9)	(71%)	29%
(79,6)	(123,7)	Consumo de Carbón	(18,6)	(22,3)	(36%)	(17%)
(60,6)	(59,9)	Otros	(20,4)	(19,6)	1%	4%
514,0	584,4	MARGEN BRUTO	183,6	211,4	(12%)	(13%)
(60,6)	(61,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(20,9)	(21,1)	(2%)	(1%)
(45,1)	(43,8)	Otros Gastos, por Naturaleza	(15,7)	(13,1)	3%	20%
(129,9)	(125,1)	Gastos por Depreciación y Amortización	(45,2)	(41,6)	4%	8%
278,4	353,7	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	101,8	135,5	(21%)	(25%)
408,3	478,7	EBITDA	146,9	177,2	(15%)	(17%)

(*): 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 3T24 ascendieron a **US\$324,2 millones**, disminuyendo un 12% respecto a los ingresos de US\$367,2 millones registrados el 3T23, debido principalmente a menores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente al vencimiento de contratos de este segmento en dic-23. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas al mercado spot, explicado principalmente por un mayor precio promedio de venta junto a mayores ventas físicas destinadas a este mercado. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a sep-24 ascendieron a **US\$1.027,8 millones**, disminuyendo un 24% respecto a sep-23, principalmente producto de (1) las menores ventas a clientes regulados explicadas anteriormente, (2) menores ventas a clientes libres, debido principalmente al menor precio promedio de estos contratos y al menor consumo registrado por parte de clientes de la industria minera durante el año, y (3) menores ventas al mercado spot, producto del menor precio promedio de venta respecto al año anterior, a pesar del aumento en las ventas destinadas a este mercado.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 3T24 totalizaron **US\$140,6 millones**, disminuyendo un 10% respecto al 3T23, principalmente producto de (1) menor consumo de gas producto de la menor generación y del reverso de provisiones registradas anteriormente, y (2) menores costos por compras de potencia en el mercado spot, debido a un menor precio promedio de compra y menores compras físicas en dicho mercado. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos de peajes producto de las indexaciones realizadas durante el periodo. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a sep-24, alcanzaron los **US\$513,7 millones**, disminuyendo un 32% respecto a sep-23, principalmente producto de (1) menor consumo de gas y carbón, debido a la menor generación a partir de estos combustibles, dada la mayor generación hidroeléctrica, y (2) menores costos por compras de potencia en el mercado spot.

El **EBITDA** del 3T24 alcanzó **US\$146,9 millones**, disminuyendo un 17% respecto al EBITDA de US\$177,2 millones al 3T23, debido principalmente a los menores ingresos de actividades ordinarias mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a sep-24 totalizó los **US\$408,3 millones**, disminuyendo un 15% respecto a sep-23 principalmente debido a los menores ingresos operacionales, parcialmente compensado por menores costos de materia prima y consumibles productos principalmente de (1) la menor generación a partir de gas y carbón y (2) menores compras de potencia en el mercado spot mencionadas anteriormente.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Perú para los trimestres 3T23 y 3T24, y acumulado a sep-23 y sep-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
163,7	249,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	59,7	126,6	(34%)	(53%)
67,5	118,8	Ventas a Clientes Regulados	21,5	38,1	(43%)	(44%)
54,1	71,6	Venta a Clientes Libres	20,3	36,5	(24%)	(44%)
33,9	51,9	Ventas de Energía y Potencia	16,7	50,1	(35%)	(67%)
8,2	7,5	Otros Ingresos	1,2	1,9	9%	(34%)
(88,8)	(161,9)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(32,0)	(72,6)	(45%)	(56%)
(4,3)	(3,4)	Peajes	(1,8)	(1,5)	27%	15%
(1,9)	(72,5)	Compras de Energía y Potencia	(0,0)	(32,8)	(97%)	-
(75,1)	(67,3)	Consumo de Gas	(28,3)	(26,6)	12%	6%
(0,0)	(3,4)	Consumo de Diésel	0,0	(3,4)	0%	0%
(7,4)	(15,4)	Otros	(2,0)	(8,3)	(52%)	(76%)
74,9	87,9	MARGEN BRUTO	27,7	53,9	(15%)	(49%)
(7,3)	(7,5)	Gastos por Beneficios a Empleados	(2,6)	(2,7)	(3%)	(3%)
(6,8)	(6,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(2,5)	(2,3)	8%	8%
(26,8)	(25,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,9)	(8,2)	4%	8%
34,0	48,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	13,6	40,6	(30%)	(66%)
60,8	74,1	EBITDA	22,5	48,9	(18%)	(54%)

(*): 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 3T24 ascendieron a **US\$59,7 millones**, disminuyendo un 53% respecto a los ingresos registrados en 3T23 por US\$126,6 millones, principalmente debido a (1) los menores ingresos por ventas de energía y potencia al mercado spot producto del menor precio promedio de venta respecto al año anterior, asociado al despacho de centrales diésel producto de las condiciones hidrológicas durante el 2023, a pesar de las mayores ventas físicas en dicho mercado, (2) menores ventas a clientes regulados producto de la ejecución de opciones que alargan la vida de los contratos vigentes a cambio de una menor potencia contratada anual, y (3) menores ventas a clientes libres, debido principalmente del menor precio promedio de los contratos en comparación con el 3T23, debido a indexaciones asociadas al costo marginal que llevaron a un alza en el precio promedio registrado en 3T23 producto de las peores condiciones hidrológicas e indisponibilidad de centrales en el sistema durante dicho trimestre. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a sep-24 ascendieron a **US\$163,7 millones**, disminuyendo un 34% respecto a sep-23, principalmente producto de (1) menores ventas a clientes regulados, producto principalmente por la menor potencia contratada anual, (2) menores ventas en el mercado spot, producto del menor precio promedio de venta mencionado anteriormente y (3) menores ventas a clientes libres, debido a un menor precio promedio de venta producto de la indexación de dichos contratos durante el año.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 3T24 alcanzaron **US\$32,0 millones**, disminuyendo un 56% respecto al 3T23, principalmente por las menores compras de energía y potencia al mercado spot registradas durante el trimestre. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a sep-24, alcanzaron los **US\$88,8 millones**, disminuyendo un 45% respecto a sep-23, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA** totalizó **US\$22,5 millones** al 3T24, disminuyendo un 54% respecto al EBITDA de US\$48,9 millones registrado en el 3T23, principalmente debido a los menores ingresos, parcialmente compensado por los menores costos mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a sep-24 totalizó los **US\$60,8 millones**, disminuyendo un 18% respecto a sep-23 principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 3T23 y 3T24, y acumulado a sep-23 y sep-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
41,9	49,4	Ingresos Financieros	12,5	17,6	(15%)	(29%)
(53,2)	(66,2)	Gastos Financieros	(17,2)	(21,0)	(20%)	(18%)
3,5	(6,1)	Diferencias de Cambio	3,3	(4,0)	-	-
9,5	10,2	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,2	2,8	(7%)	13%
(38,5)	81,6	Otras Ganancias (Pérdidas)	(9,8)	4,1	-	-
(36,8)	68,9	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(8,0)	(0,5)	-	-
276,1	471,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	107,5	175,8	(41%)	(39%)
(73,1)	(123,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(24,8)	(51,4)	(41%)	(52%)
203,0	347,6	GANANCIA (PÉRDIDA)	82,7	124,4	(42%)	(34%)
199,5	339,6	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	79,0	117,7	(41%)	(33%)
3,6	8,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	3,7	6,7	(55%)	(45%)

El **Resultado no operacional** el 3T24 presentó una pérdida de **US\$8,0 millones**, que se compara con la pérdida de US\$0,5 millones registrada en 3T23, principalmente a (1) "Otras ganancias" producto de indemnizaciones percibidas por concepto de seguros e intereses asociados a la venta de saldos PEC durante el 3T23, que no se repiten durante este período y (2) menores ingresos financieros debido a la menor tasa de interés durante este trimestre. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (1) una ganancia por diferencia de cambio y (2) por menores gastos financieros producto de las mayores activaciones de gastos financieros asociadas al proyecto eólico Horizonte. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a sep-24 alcanzó una pérdida de **US\$36,8 millones**, comparado con una ganancia de US\$68,9 millones a sep-23. La menor ganancia se explica principalmente producto del ingreso de US\$116,4 millones registrado en "Otras ganancias" durante el 2023, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) menores gastos financieros producto de las mayores activaciones de gastos financieros asociadas al proyecto eólico Horizonte, y (2) una ganancia producto de la depreciación del Sol Peruano durante el 3T24, mientras que el 3T23 se produjo el efecto contrario.

El 3T24 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$24,8 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$51,4 millones en 3T23. Esta disminución, se debe principalmente a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo, y (2) por la apreciación del sol peruano durante 3T23 y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a sep-24 se registró un gasto por impuestos de **US\$73,1 millones**, que se compara con los US\$123,7 millones a sep-23, principalmente por la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el año.

La Compañía presentó en 3T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$82,7 millones**, comparado con una ganancia de US\$124,4 millones en 3T23, debido principalmente al menor EBITDA y Resultado no operacional mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$203,0 millones** a sep-24, que se compara con una ganancia de US\$347,6 millones registrada a sep-23, principalmente debido al ingreso registrado durante el 2023 de US\$116,4 millones antes de impuestos, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A mencionado anteriormente.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a dic-23 y sep-24. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	sep-24	dic-23	Var	Var %
Activos corrientes	1,368.5	1,426.2	(57.7)	(4%)
Activos no corrientes	5,330.0	5,234.5	95.6	2%
TOTAL ACTIVOS	6,698.6	6,660.7	37.9	1%
Pasivos corrientes	327.1	470.8	(143.7)	(31%)
Pasivos no corrientes	3,071.8	3,092.6	(20.8)	(1%)
Patrimonio neto	3,299.7	3,097.3	202.5	7%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6,698.6	6,660.7	37.9	1%

◆ **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.368,5 millones** a sep-24, disminuyendo un 4% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a un menor nivel de “Efectivo y equivalente al efectivo” asociado mayormente a (1) desembolsos en el proyecto eólico Horizonte, (2) pagos de servicio de deuda y (3) pago de dividendos durante el año 2024. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores cuentas por desfase de pagos de deudores comerciales registrados en el período.

◆ **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.330,0 millones** a sep-24, aumentando 2% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a (1) aumento de las obras en curso y materiales asociadas al proyecto en construcción Horizonte, (2) mayores cuentas por cobrar por saldos PEC pendientes a vender durante el año.

◆ **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$327,1** a sep-24, disminuyendo un 31% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a (1) menores pasivos por impuesto corriente, debido al pago de impuesto a la renta en abril de 2024, (2) menores niveles de cuentas por pagar asociadas mayoritariamente al pago de compras de energía y potencia en el mercado spot y menores dividendos por pagar registrados durante el período, y (3) menores otros pasivos financieros corrientes, principalmente asociado a los desembolsos por pagar de las amortizaciones del bono de Fenix en los siguientes 12 meses.

◆ **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.071,8 millones** al cierre de sep-24, en línea respecto a dic-23.

◆ **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.299,7 millones**, aumentando un 7% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-23 principalmente debido a las ganancias acumuladas registradas durante el período.

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

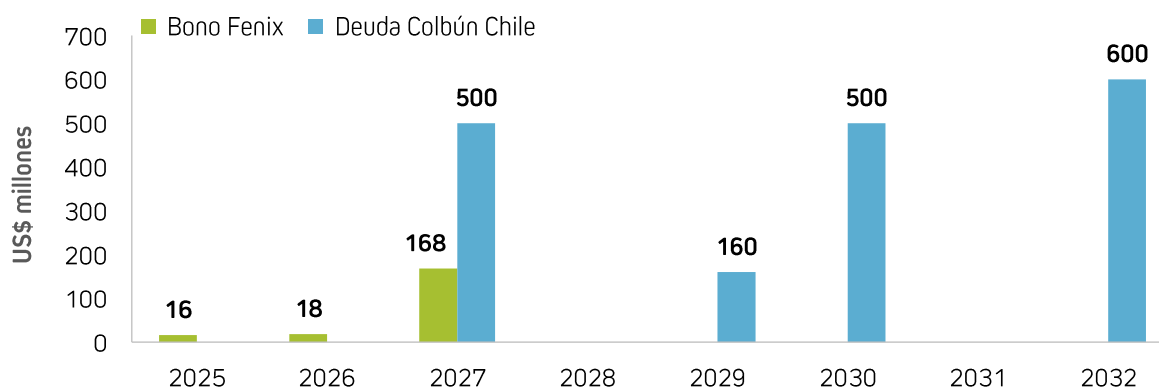
	sep-24	dic-23	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.093,4	2.123,3	(29,9)	(1%)
Inversiones Financieras**	947	1.031,1	(84,0)	(8%)
Deuda Neta	1.146,3	1.092,2	54,1	5%
EBITDA LTM	630,4	713,9	(83,5)	(12%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,8	1,5	0,3	19%

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$202,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$10,9 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$89,0 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidra; y (4) líneas de crédito por US\$25,0 millones.

(**) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada incluye: (1) 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; y (2) una inversión en una cartera de renta fija, que por tener plazo de inversión inferior a 1 año se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros No Corrientes" en los Estados Financieros.

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	5,3 años
Tasa promedio	3,8%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a dic-23 y sep-24. 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	sep-24	dic-23	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,18	3,03	38%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,88	2,81	38%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,03	1,15	-10%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	9,62%	13,21%	-27%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	90,38%	86,79%	4%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,88	7,42	-21%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	7,86%	13,04%	-40%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,78%	5,91%	-36%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,44%	10,41%	-19%

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 **4,18x** y **3,88x** a sep-24, aumentando un 38% ambas respecto al valor a dic-23, principalmente debido a los menores pasivos corrientes asociados a (1) menores pasivos por impuesto corriente, y (2) menores niveles de cuentas por pagar asociadas mayoritariamente al pago de compras de energía y potencia en el mercado spot y menores dividendos por pagar registrados durante el período.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,03x** a sep-24, disminuyendo un 10% respecto al valor de 1,15x a dic-23 principalmente producto de (1) mayor patrimonio neto, producto de las ganancias registradas en el período, y (2) menores niveles de pasivos corrientes, debido a las mismas razones mencionadas anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a sep-24 fue de **9,62%**, disminuyendo un 27% respecto al valor de 13,21% a dic-23, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes en mayor proporción que la disminución de los pasivos no corrientes respecto a los montos de dic-23, mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a sep-24 fue de **90,38%**, aumentando un 4% respecto al valor de 86,79% a dic-23, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes en mayor proporción que la disminución de los pasivos no corrientes respecto a los montos de dic-23, mencionados anteriormente.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a sep-24 fue de **5,88x**, disminuyendo un 21% respecto al valor de 7,42x obtenido a dic-23. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en el periodo principalmente debido al ingreso registrado durante el 2023 de US\$116,4 millones, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a sep-24 fue de **7,86%**, disminuyendo un 40% respecto del valor de 13,04% registrado a dic-23. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en el periodo respecto a dic-23 por las razones recién mencionadas.
- La **Rentabilidad del Activo** a sep-24 fue de **3,78%**, registrando una disminución de 36% con respecto del valor de 5,91% a dic-23, esencialmente producto de las menores ganancias registradas en el periodo por las razones recién mencionadas.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a sep-24 fue de **8,44%**, disminuyendo un 19% respecto del valor de 10,41% a dic-23, principalmente producto de las menores ganancias registradas en el periodo por las razones recién mencionadas. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por un aumento en propiedad, planta y equipos, asociado al avance del proyecto eólico Horizonte.

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 %
sep-24	sep-23		3T24	3T23	Ac/Ac	T/T
990,2	1.061,9	Efectivo Equivalente Inicial*	906,2	949,7	(7%)	(5%)
230,3	538,1	Flujo Efectivo de la Operación	150,7	381,6	(57%)	(60%)
(139,4)	(249,6)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(46,5)	(44,7)	(44%)	4%
(171,0)	(263,4)	Flujo Efectivo de Inversión**	(81,1)	(106,7)	(35%)	(24%)
(80,2)	25,1	Flujo Neto del Período	23,1	230,1	-	(90%)
(3,8)	(8,9)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	17,9	(9,2)	(57%)	-
947,1	1.170,7	Efectivo Equivalente Final	947,1	1.170,7	(19%)	(19%)

(*) El "Efectivo Equivalente" aquí presentado, incluye: (1) 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; y (2) una inversión en una cartera de renta fija, que por tener plazo de inversión inferior a 1 año 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 y la inversión en una cartera de renta fija.

Durante el 3T24, la Compañía presentó un **flujo de efectivo positivo de US\$17,9 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$9,2 millones del 3T23.

◆ **Actividades de la operación:** Durante el 3T24 se generó un flujo neto positivo de **US\$150,7 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$ 381,6 millones al 3T23 explicado principalmente por (1) mayor pago de IVA e impuesto a la renta, y (2) menor margen operacional. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de **US\$ 230,3 millones** a sep-24, que se compara con el flujo neto positivo de US\$538,1 millones a sep-23, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

◆ **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$46,5 millones** durante el 3T24, que se compara con el flujo neto negativo de US\$44,7 millones registrado al 3T23, explicado principalmente por los mayores pagos de impuesto retenido de dividendos extranjeros registrados durante el período. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores pagos de deuda e intereses de la Compañía. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$139,4 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$249,6 millones a sep-23, debido principalmente al menor el pago de dividendos; los que ascendieron a US\$26,1 millones durante el 2T24, mientras que el 2T23 fueron US\$139,5 millones.

◆ **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$81,1 millones** durante el 3T24, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$106,7 millones al 3T23, principalmente explicado por los menores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte, en relación con los desembolsos para este proyecto durante el 3T23. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$171,0 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$263,4 millones a sep-23, explicado principalmente por los menores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte durante el año 2024, parcialmente compensado por el ingreso de US\$116,4 millones correspondiente a ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA durante el 2T23.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3,980 MW conformada por 2.134 MW en unidades térmicas, 1.616 MW en unidades hidráulicas y 230 MW de parques solares. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 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.

Cabe señalar que con fecha 1 de octubre de 2024, Colbún incorporó a su matriz de activos los parques eólicos San Juan (193 MW) y Totoral (46 MW) tras la adquisición de la empresa ILAP SpA mencionada anteriormente.

Adicionalmente la Compañía cuenta con 8 MW en sistemas de almacenamiento, correspondiente a las baterías de Diego de Almagro en el norte de Chile.

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, el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón), radiación solar y condiciones de vientos. Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación 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.

7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

A sep-24, el año hidrológico (abr24-mar25) ha presentado déficits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN. Los déficits fueron: Aconcagua: -1%; Maule: -16%; Biobío: -2% y Canutillar: -9%. Por otro lado, la única cuenca que presenta superávit es Laja: +10%. Además, en comparación con el año hidrológico anterior, las cuencas del Maule, Laja, Biobío y Canutillar presentaron déficits en cuanto a las precipitaciones de -41%, -26%, -23% y -13% respectivamente, a excepción de la cuenca del Aconcagua, la cual presentó un superávit de 16%. En términos de energía afluente, el año hidrológico a septiembre de 2024 tiene una probabilidad de excedencia de 63%.

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 1º 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. Adicionalmente, se firmaron contratos de suministro de Gas Natural Argentino Firme por, 1,2 MMm3/día para el periodo mayo 2024 - septiembre 2024 y 1,3 MMm3/día para el periodo octubre 2024 - diciembre 2024.

Este año se han firmado contratos de venta de energía con 33 clientes por 2.090 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro de energía renovable para Codelco, por un total de 1.100 GWh anuales por 15 años a partir de enero 2026, y con Antofagasta Minerals asociado al proyecto "Nueva Centinela", por un total de hasta 912 GWh anuales a partir del año 2025 por 15 años.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por la capacidad de alcanzar un nivel balanceado entre generación propia costo-eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales, de las condiciones hidrológicas y de los términos y volúmenes en que se contrate la compra de gas natural.

7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

Hasta el tercer trimestre del 2024, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 19,4%, siendo 82,0% el valor registrado el año 2023.

En 3T24 la demanda eléctrica aumentó 2.9% en relación con el mismo período del año 2023, debido al incremento de la demanda regulada. Por otro lado, en comparación con el 2T24, durante el 3T24 se registró un aumento de la demanda eléctrica en 1.8% debido al incremento de la demanda regulada.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 3T24 alcanzó los US\$32/MWh. En contraste al 3T23 (US\$166/MWh), por indisponibilidad de centrales hidroeléctricas (Chaglla y Quitaracsá) y a condiciones hidrológicas excepcionalmente secas.

7.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile, Perú y en otros países, 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 y marcos regulatorios.

Colbún procura aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, 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, baterías, almacenamiento y transmisión.

Proyectos de Generación en desarrollo en Chile

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (máx)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Horizonte	816 MW	Eólica	Región de Antofagasta	Construcción
Celda Solar	422 MW + 1.200 MWh	Solar + Baterías	Región de Arica y Parinacota	EIA aprobado
BESS Diego de Almagro	1.000 MWh	Baterías	Región de Atacama	EIA aprobado
Inti Pacha	925 MW + 2.000 MWh	Solar + Baterías	Región de Antofagasta	EIA aprobado
Jardín Solar	802 MW + 1.000 MWh	Solar + Baterías	Región de Tarapacá	EIA aprobado
Central de Bombeo Paposo	800 MW	Almacenamiento	Región de Antofagasta	Suspendido
Cuatro Vientos	360 MW	Eólica	Región de los Lagos	EIA en tramitación
Junquillos	473 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Modificación Horizonte	180 MW	Eólica	Región de Antofagasta	DIA en tramitación
Nueva Subestación Seccionadora Llullaillaco	500kV	Transmisión	Región de Antofagasta	Ingeniería y Permisos

◆ **Proyecto Eólico Horizonte (816 MW):** El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 130 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta, considerando el desplazamiento por la Ruta 5. Considera una potencia de 816 MW, que se compone de 140 máquinas de 5,83 MW cada una y una generación anual promedio de aproximadamente 2.450 GWh. La conexión al SEN se realizará en la S/E Parinas ubicada a 19 km.

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

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

La entrada de operación de la subestación Parinas de Transelec se realizó en enero 2024, con lo cual, de acuerdo con lo planificado, se inició el periodo de pruebas y puesta en servicio de los primeros aerogeneradores a partir de mayo 2024. Por otro lado, la entrada en operación de los últimos aerogeneradores se proyecta para fines del 4T24.

Al tercer trimestre 2024 se alcanzó el 90% de avance del proyecto. Sigue avanzando el montaje de las turbinas, alcanzando el “*mechanical completion*” de 116 aerogeneradores y 66 aerogeneradores conectados en proceso de pruebas. Se completó el transporte de equipamiento principal. Las subestaciones, líneas de transmisión y redes de media tensión se encuentran con su construcción terminadas.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Celda Solar (422 MW + 1.200 MWh):** El proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada máxima de 422 MW más 1.200 MWh en baterías (BESS). Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 76 km al sur de Arica, en la comuna de Camarones en la Región de Arica y Parinacota, y utiliza un área total de aproximadamente 960 ha.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, una extensión de 3,5 km, conectándose a la nueva subestación Roncacho.

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación el 3T19 de 3 Concesiones de Uso Oneroso licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales, y cuenta con autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional de la Conexión del proyecto a la S/E Roncacho desde el 1T23.

El Estudio de Impacto Ambiental para este proyecto fotovoltaico y de BESS con 5h de duración, se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 31 de enero de 2024.

Al 3T24, se encuentra en proceso de licitación de los suministros principales y análisis detallado del caso de negocio para la validar la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Baterías Diego de Almagro (1.000 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de una capacidad de 1.000 MWh en las instalaciones del parque fotovoltaico Diego de Almagro. La evacuación de la energía será por la infraestructura existente del parque fotovoltaico.

En 1T24 el Servicio de Evaluación Ambiental se pronunció respecto de la pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) del Proyecto “Implementación Sistema Baterías Parque Fotovoltaico Diego de Almagro Sur 1”, indicando que no está obligado a someterse al SEIA.

Al 3T24, se encuentra en proceso de licitación de los suministros principales y análisis detallado del caso de negocio para la validar la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Inti Pacha I, II y III (925 MW + 2.000 MWh):** 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 1.000 ha.

El proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar en tres fases, y una generación anual total de aproximadamente 2.000 GWh considerando las tres fases, que será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de una extensión aproximada de 3 km, conectándose a la subestación Crucero.

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación de 3 Concesiones de Uso Oneroso (CUOs) licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales.

El proyecto obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental (RCA) el 4T20 e incluye las 3 CUOs.

El Contrato de servidumbre de la línea de conexión a la SE Crucero para Inti Pacha I y II se firmó en el 1T23.

El Coordinador Eléctrico Nacional aprobó, en 1T23 la Solicitud de Autorización de Conexión del proyecto a la S/E Crucero con plazo para Declararse en construcción en abril 2024. Actualmente se encuentra en trámite una solicitud de prórroga de 2 años del plazo para Declararse en construcción.

Al 3T24, se encuentra en proceso de definición desde el punto de vista del negocio la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Jardín Solar (802 MW + 1.000 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 802 MW a construir en 2 etapas y una generación anual promedio de aproximadamente 1.500 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sureste 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.

El proyecto obtuvo su RCA el 3T21.

Al 3T24, se encuentra en proceso de definición desde el punto de vista del negocio la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Central de Bombeo Paposo (800 MW):** El proyecto “Central de Bombeo Paposo” consistirá en la construcción y operación de una central de generación de energía eléctrica mediante una Central de Bombeo de una capacidad instalada máxima de 800 MW, que operará con agua desalada obtenida desde una planta desalinizadora de osmosis inversa que se habilitará a aproximadamente a 5,2 km al norte de la caleta Paposo.

La Central de Bombeo estará compuesta por dos embalses conectados entre sí por una tubería de aducción e impulsión, donde se impulsará el agua desde el embalse inferior ubicado en la zona costera hasta el embalse superior localizado en el farellón costero. De esta manera, se acumulará agua durante el día, para posteriormente generar energía en horarios tarde, noche y madrugada, cambiando el sentido del flujo de agua desde el embalse superior hacia el embalse inferior a través de la misma tubería, aprovechando un desnivel de unos 1.500 metros entre los embalses.

La energía producida será transmitida a una Subestación elevadora ubicada a un costado de la Central, elevando su tensión eléctrica para ser transmitida mediante la línea de transmisión eléctrica hasta su punto de inyección al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en la Subestación Parinas (existente).

El 3T24, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Antofagasta resolvió poner término anticipado a la evaluación ambiental del proyecto de hidro bombeo Paposo. Posteriormente, Colbún presentó un recurso de reposición, argumentando que el EIA contenía la información suficiente para continuar con el proceso de evaluación ambiental, sin perjuicio de las mejoras posibles de introducir durante el trámite ambiental. Luego que el SEA de Antofagasta decidiera rechazar dicho recurso, la Compañía suspendió el desarrollo del proyecto. Actualmente, Colbún se encuentra evaluando las distintas opciones respecto del futuro del proyecto.

● **Proyecto Eólico Cuatro Vientos (360 MW):** Está ubicado en la comuna de Llanquihue de la Región de los Lagos. Contemplará la instalación de 48 aerogeneradores de hasta 7,5 MW de potencia nominal cada uno, totalizando una potencia instalada máxima en el Parque Eólico de 360 MW, con una generación de energía anual aproximada de 800 GWh/año.

El sistema de transmisión del Proyecto considera la construcción de la Subestación Elevadora Cuatro Vientos 33/220 kV y una Línea de Trasmisión Eléctrica (LTE) de doble circuito de 15 km que se conectará a la Subestación Tineo existente, ubicada en la comuna de Llanquihue.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para este proyecto se ingresó a tramitación el 1T24.

Al 3T24, se encuentra en proceso de elaboración de Adenda 1 del EIA en base a las observaciones del SEA y ciudadanas. Además, Colbún adelanta trabajo previo al inicio de la consulta indígena, realizando reuniones con grupos indígenas.

● **Proyecto Eólico Junquillos (473 MW):** El proyecto Junquillos es un parque eólico ubicado a 15 km al noroeste de la ciudad de Mulchén, en la comuna de Mulchén de la Región del Biobío. Contemplará la instalación de un máximo de 63 aerogeneradores (de hasta 7,5 MW cada uno), lo que se traducirá en una potencia instalada de hasta 473 MW.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de 12 km hasta la S/E Mulchén.

Durante el 4T22 se realizó el ingreso a tramitación ambiental del EIA del proyecto y posteriormente, durante el 4T23, se realizó el ingreso de la Adenda 1.

Durante el 1T24, Se inició la Participación Ciudadana (PAC) y revisión del EIA por 21 Servicios, con 17 oficios emitidos.

Durante el 3T24 se concluyó la preparación de la Adenda 2 del proyecto. Se solicitó extensión del plazo para su ingreso hasta febrero 2025, en función del avance de la consulta indígena, en desarrollo por SEA.

● **Modificación del Parque Eólico Horizonte (180 MW):** La ampliación contempla la instalación de hasta 24 nuevos aerogeneradores, con una potencia nominal máxima de 7,5 MW cada uno, lo que agregará hasta 180 MW adicionales a su capacidad de generación. Esta ampliación permitirá aumentar en hasta 20% la capacidad instalada del parque original que hoy está en construcción, alcanzando 956 MW.

Se estima que la construcción comenzará en el segundo semestre de 2025 aprovechando la infraestructura temporal del parque original.

En el 1T24 se ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) el proyecto de ampliación del Parque Eólico Horizonte.

Al 3T24, se realizó la participación ciudadana formal y se encuentra en proceso la preparación de la primera Adenda de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para dar respuesta al primer Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA 1).

● **Proyecto Nueva Subestación Seccionadora Llullaillaco (500kV):** El proyecto “Nueva Subestación Seccionadora Llullaillaco 500kV” es una obra que formaba parte del proceso de licitación del Coordinador Eléctrico Nacional generada a partir del Decreto Exento N°257 del Ministerio de Energía, de fecha 13 de diciembre de 2022. Este proceso de licitación finalizó con la adjudicación de este proyecto a Colbún S.A. el 8 de noviembre de 2023.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x500 kV Paríñas – Cumbre, con sus respectivos paños de línea y patio en 500 kV, incluyendo las líneas de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Llullaillaco. La Subestación se ubicará en la Provincia de Taltal, Región de Antofagasta, a unos 170 kms. al sur de Antofagasta.

El plazo total del proyecto es 36 meses a partir de la publicación del decreto de adjudicación, lo que no ha ocurrido aún, por lo que se estima el inicio de la construcción en el primer trimestre de 2025 y la puesta en servicio para el primer trimestre de 2027.

En 3T24 se finalizaron las campañas medio ambientales y de medio humano, que son parte de la preparación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), la que se ingresó a tramitación ambiental en septiembre 2024, recibiendo la resolución de admisibilidad por parte del SEA.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 3T24, Colbún continúa avanzando en el portafolio de opciones de proyectos eólicos, solares, y baterías 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 del 2030.

Proyectos de Generación en desarrollo en Perú

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (máx)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Algarrobal	400 MW	Solar	Departamento de Moquegua	EIA en tramitación
Bayóvar	660 MW	Eólica	Departamento de Piura	EIA en tramitación
Tres Quebradas	238 MW	Eólica	Departamento de Arequipa	EIA en tramitación
Naylamp	238 MW	Eólica	Departamento de Lambayeque	EIA en desarrollo
Pampas	300 MW	Eólica	Departamento de Ica	Ingeniería y Permisos

● **Proyecto Solar Algarrobal (400 MW):** El Proyecto Algarrobal considera la instalación de un parque de generación solar que contará con una capacidad instalada cercana a 400 MW a construirse en 2 fases. Se estima que la generación anual promedio del total del proyecto será de aproximadamente 1.230 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a 60 km al suroeste de la ciudad de Moquegua, en los distritos de El Algarrobal y Moquegua, en el departamento de Moquegua, y utiliza un área total de aproximadamente 760 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 40 km, conectándose en 220 kV a la subestación Montalvo, ubicada 5 km al noroeste del cruce de la carretera a Moquegua con la carretera Panamericana.

El Estudio de Preoperatividad de la fase 1 del proyecto se aprobó el 1T24 por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 3T24 y actualmente se encuentra en revisión por parte del Ministerio de Energía y Minas.

● **Proyecto Eólico Bayóvar (660 MW):** El Proyecto Bayóvar considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 660 MW a construirse en 2 fases. Este parque eólico se encuentra ubicado a 46 km al suroeste de la ciudad de Sechura, en la comunidad de San Martín de Sechura en el departamento de Piura, y utiliza un área total de aproximadamente 8.800 ha de propiedad privada.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 44 km, conectándose en 500 kV a la subestación La Niña, ubicada 11 km al norte del cruce de la carretera PE-04 a Bayóvar con la carretera Panamericana.

El Estudio de Preoperatividad de la fase 1 del proyecto se aprobó el 4T23 por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 1T24.

Actualmente se está trabajando en el levantamiento de las observaciones del SENACE, que se presentarán durante 4T24.

● **Proyecto Eólico Tres Quebradas (238 MW):** El Proyecto Tres Quebradas considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 760 GWh. Este parque eólico se encuentra ubicado a 23 km al sur de la localidad de Acarí, en el distrito de Bella Unión en el departamento de Arequipa, y utiliza un área total de aproximadamente 3.600 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 78 km, conectándose en 220 kV a la subestación Poroma, ubicada 13 km al suroeste de la ciudad de Poroma.

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 1T24.

A inicios de setiembre, se canceló la audiencia pública del EIA en coordinación con el MINEM, esto con el objetivo de replantear el proyecto.

A la fecha, continúa el avance de la evaluación social de los nuevos actores, para posteriormente solicitar al Directorio la aprobación de fondos para la Fase 2 del proyecto, con nuevo layout y nuevo punto de conexión.

● **Proyecto Eólico Naylamp (238 MW):** El Proyecto Naylamp considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 890 GWh. Este parque eólico se encuentra ubicado a 10 km al sureste de la ciudad de Mórrope, en la comunidad de San Pedro de Mórrope en el departamento de Lambayeque, y utiliza un área total de aproximadamente 3.950 ha de propiedad privada.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 2 km, conectándose en 220 kV a la futura subestación Lambayeque Oeste, ubicada 2 km al suroeste del cruce de la carretera LA-661 con la carretera Panamericana.

El Estudio de Preoperatividad del proyecto se aprobó el 4T23 por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

● **Proyecto Eólico Pampas (300 MW):** El Proyecto Pampas considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 300 MW. Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 1.000 GWh. Este parque eólico se encuentra ubicado a 80 km al suroeste de la ciudad de Ica, en el distrito de Santiago en el departamento de Ica, y utiliza un área total de aproximadamente 10.000 ha de propiedad estatal.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 35 km, conectándose en 220 kV a la futura subestación Colectora, la cual fue adjudicada en junio de 2024 por Proinversión.

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 la puedan afectar.

Para lograr esto, la gestión integral de los riesgos implica un enfoque sistemático para identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos a los que están expuestas las distintas áreas de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su monitoreo y control a lo largo del tiempo. En este enfoque participan tanto la alta dirección de Colbun como las áreas responsables de asumir y gestionar riesgos.

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 gerencia de la Compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Procesos y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos que sesiona mensualmente.

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 para cumplir sus compromisos. Esta situación encarecería los costos de Colbún, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objetivo mantener un equilibrio entre la generación competitiva (hidráulica en un año medio a seco, 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.

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

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Para mitigar el impacto de variaciones muy importantes e imprevistas en el precio de los combustibles, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones que fijan el precio de combustible en un valor acordado. 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, pero la Compañía estaría en una posición vendedora, siendo menor la exposición a los precios 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. Adicionalmente, se firmaron contratos de suministro de Gas Natural Argentino Firme por, 1,2 MMm3/día para el periodo mayo 2024 - septiembre 2024 y 1,3 MMm3/día para el periodo octubre 2024 - diciembre 2024.

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 agosto de 2023), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a proveedores establecidos y que tengan tanto respaldo físico como financiero. Lo anterior siguiendo una política de compras 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 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 técnicas de sus fabricantes y proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de eventos accidentales a través de seguros todo riesgo para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico, avería maquinaria 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 estos.

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

Leyes Promulgadas

No hay novedades de leyes promulgadas durante el tercer trimestre.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

1. **Proyecto de Ley (PdL) de Subsidio Eléctrico y Perfeccionamiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC):** El 26 de agosto de 2024, el ministro de Energía presentó un nuevo proyecto de ley el que tiene como principal objetivo triplicar la cobertura del subsidio eléctrico e incluir otras medidas relacionadas a disminuir las cuentas de la electricidad y perfeccionar procesos de la SEC. Las principales medidas del proyecto son:

- Aumentar la cobertura del subsidio eléctrico: con cuatro mecanismos de financiamiento, (1) sobretasa transitoria al impuesto de emisiones CO₂, (2) mayor recaudación por IVA Neto, (3) retención a compensaciones por precio estabilizado a Pequeños Medios de Generación Distribuidos (en adelante PMGD) y (4) un aporte fiscal adicional.
- Disminuir las tarifas eléctricas: creación de una bolsa de precio preferente de energía para MiPymes y Sistemas de Recursos Renovables (SRR) y habilitar a las asociaciones de consumidores para iniciar procedimientos de revisión de precios de contratos regulados (Art. 134 LGSE).
- Perfeccionar facultades de la SEC: nuevas facultades de fiscalizados, duplicar multas y elevar monto de compensaciones automáticas no autorizadas.

Este proyecto de ley surge a partir del trabajo realizado en la Mesa Técnica constituida el 29 de mayo de 2024, con el fin de buscar alternativas para aumentar el monto anual de subsidio transitorio que se estableció en la Ley de Normalización Tarifaria (Ley 21.667). El 30 de septiembre de 2024, la Mesa Técnica tuvo su última sesión y se está a la espera del informe final de la mesa de parte del Ministerio de Energía. Las medidas que surjan de la mesa de trabajo serán complementarias al PdL de Subsidio.

El PdL de Subsidio Eléctrico y perfeccionamiento de la SEC se encuentra en primer trámite en la Comisión de Minería y Energía de la cámara de diputados.

2. **Proyecto de Ley de Transición Energética:** El día 9 de julio de 2024, la sala del senado envió el proyecto de ley a la Cámara de diputados, dando inicio al segundo trámite constitucional. En el primer trámite, el senado rechazó la propuesta de modificación al artículo 114 bis, que incorporaba un nuevo mecanismo de reasignación de Ingresos Tarifarios (en adelante IT) extraordinarios y el umbral que debía considerar la Comisión de manera transitoria. En consecuencia, se suscribió un protocolo para presentar una propuesta de metodología para los IT en segundo trámite constitucional, los puntos a discutir serán los siguientes:

- Indicación de IT extraordinarios: se buscará mantener la reasignación por retraso de obras (Art. 114 bis LGSE), se discutirá la implementación de un mecanismo transitorio y otro permanente, que sea competitivo.
- Indicación de Integración Vertical (Art. 7 LGSE): será para garantizar la libre competencia en el sector.

Respecto al proyecto de ley original se mantiene hasta el momento lo relacionado al:

- Desarrollo de obras urgentes de expansión del sistema de transmisión: en donde el Ministerio de Energía tendrá un mecanismo que le permitirá excluir obras del proceso de planificación de la transmisión, pudiendo disponer que se ejecuten mediante decreto exento dado su carácter de necesarias y urgentes.
- Licitación de las obras de ampliación: estas serán licitadas por sus propietarios y el proceso de revisión de VI de obras de ampliación adjudicadas.

El 25 de septiembre de 2024, la Comisión de Minería y Energía de la cámara de diputados acordó tramitar el proyecto de ley de Transición Energética en paralelo al de Subsidio Eléctrico y Perfeccionamiento de la SEC, comenzando así su tramitación en la cámara de diputados (segundo trámite).

3. **Proyecto de Ley sobre Uso de Agua de Mar para Desalinización:** El 7 de junio de 2024, el Ejecutivo ingresó al Senado una indicación sustitutiva al proyecto de ley sobre uso de agua de mar para desalinización, el cual estaba en pausa desde el año 2022. Las principales medidas que se proponen en este Proyecto de Ley son:

- La creación de una concesión o destinación marítima especial para desalinización.
- La posibilidad de solicitar o imponer servidumbres legales de acueductos.
- La creación de una Estrategia Nacional de Desalinización.
- La modificación de otros cuerpos legales para habilitar esta industria.

La iniciativa se encuentra actualmente en primer trámite constitucional en la Comisión de Hacienda del Senado.

4. **Sistema Inteligente de Permisos:** Este proyecto busca simplificar y reducir el tiempo de tramitación de los permisos sectoriales. Sus principales propuestas son:

- Establecimiento de un marco normativo común: para la tramitación y regulación de autorizaciones sectoriales.
- Creación del “Sistema para la Regulación y Evaluación Sectorial”: organismo que busca avanzar a hacia un régimen de autorizaciones más coherente, integrado y moderno.
- Creación de la “Oficina para la Regulación y Evaluación Sectorial”: institucionalidad que velará por el progresivo perfeccionamiento de la normativa sectorial y el correcto funcionamiento del Sistema.
- Establecimiento de normas procedimentales mínimas y un Sistema de Información Unificado de Permisos Sectoriales.
- Modificación de 37 cuerpos legales para que los organismos sectoriales puedan aplicar los mecanismos e instrumentos definidos en la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, con el fin de alinear la legislación con sus objetivos. Además, se incorporan modificaciones específicas a procedimientos sectoriales regulados, con el objetivo de simplificarlos y estandarizarlos, como en los casos del Código de Aguas, el Código Sanitario y la Ley General de Servicios Sanitarios, entre otros.

Actualmente el proyecto se encuentra en segundo trámite constitucional con urgencia calificada de suma y está siendo revisado por la Comisión de Economía.

5. **Proyecto de Ley Perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos:** El 30 de enero del 2024, se ingresó el PdL a la Cámara a la Comisión de Zonas Extremas, el cual busca:

- Mejorar el acceso de la población a servicios eléctricos con tarifas equitativas, preocupándose especialmente por aquellas personas que viven en las zonas más aisladas del país.
- Que la planificación de los denominados sistemas medianos propenda al desarrollo de las inversiones, generando un eventual impacto en el desarrollo de los proyectos de hidrógeno verde.

Los principales ejes del Proyecto son:

- Definición y categorización de los Sistemas Medianos y Aislados.
- Actualización del procedimiento de planificación.
- Tarifación de los Sistemas Medianos.
- Incentivos a la generación renovable.

En junio inició su discusión, y a la fecha ya se recibieron distintas audiencias para la exposición de partes interesadas. Actualmente se encuentra en proceso de discusión en particular de las indicaciones propuestas.

6. **Evaluación Ambiental 2.0:** El 10 de enero de 2024 el Ejecutivo ingresó este proyecto al Senado, el cual busca fortalecer la institucionalidad ambiental contenida en la ley 19.300, mejorar su eficiencia entregando certeza y previsibilidad y modificar cuerpos legales asociados. Sus principales propuestas son:

- Participación temprana voluntaria: los inversionistas podrán mejorar el diseño de sus proyectos en etapas tempranas, previo el ingreso al sistema.
- Tecnificación de las decisiones: dota de mayores atribuciones al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y elimina instancias políticas, como el comité de ministros y las Comisiones de Evaluación Ambiental (COEVA).
- Establece una sola vía de impugnación para evitar tiempos excesivos y reenvíos entre tribunales y administración.

Actualmente el proyecto se encuentra en primer trámite constitucional con urgencia simple y en proceso de discusión en particular de las indicaciones propuestas.

Otros Anuncios Regulatorios Relevantes

1. **Plan de Trabajo de Regulaciones Habilitantes para la Industria del Hidrógeno**: El 12 de septiembre de 2024, se lanzó la versión final del Plan de Trabajo de Regulaciones Habilitantes para la Industria del Hidrógeno. Este plan tiene como objetivo establecer un marco regulatorio claro y eficiente para impulsar el desarrollo de la industria del hidrógeno en Chile, fomentando su integración en diversos sectores económicos y alineándose con los objetivos de sostenibilidad del país. Los ministerios involucrados en este esfuerzo son:

- Ministerio de Energía.
- Ministerio de Medio Ambiente.
- Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.
- Ministerio de Salud.
- Ministerio de Minería.

2. **Reglamento de Pequeños Medios de Generación (DS 88)**: El 3 de julio de 2024, el Ministerio de Energía presentó el diagnóstico preliminar, en donde identificó los principales ejes de trabajo. Luego, entre el 18 de julio al 3 de septiembre de 2024, se realizaron sesiones de trabajo con representantes del sector energético, con foco en:

- Procedimiento de conexión y declaración en construcción.
- Gestión y prevención de congestiones y Monitoreo y control.
- Incorporación de almacenamiento.
- Regulación de costos.
- Precio estabilizado.

Está por definirse la fecha en la cual se realizará la última sesión de la mesa.

3. **Procesos de consulta pública de instrumentos asociados al Cambio Climático**: Durante el tercer trimestre de 2024 se sometieron a consulta pública diversos instrumentos relacionados y/o derivados de la Ley Marco de Cambio Climático (Ley N°21.455). Estos instrumentos son relevantes para definir los lineamientos generales de corto y largo plazo, y las medidas concretas que seguirá el país para hacer frente a los desafíos que presenta el cambio climático. Algunos de ellos son:

- 30 de agosto: Estrategia de Adaptación a la Crisis Climática del Sector Energía.
- 25 de octubre: Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía.
- 25 de octubre: Plan de Adaptación al Cambio Climático de la Zona Costera.
- 6 de septiembre: Plan de Adaptación al Cambio Climático Recursos Hídrico.

4. **Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS):** El 27 de junio de 2024, comenzó el trabajo del comité consultivo para la modificación de la norma técnica. Los objetivos de la modificación son:

- Actualizar o incorporar, cuando corresponda, exigencias de seguridad y calidad de suministro: considerando la transición energética, alta penetración de energías renovables, nuevas tecnologías de gestión temporal y la descarbonización proyectada de la matriz energética.
- Ajustar y disminuir las redundancias entre el cuerpo principal y los anexos: así como detectar y dar solución que se han suscitado por la norma vigente.

El 22 de agosto de 2024 se realizó la tercera sesión del comité consultivo donde se discutió sobre la incorporación de nuevas tecnologías y criterio N-1.

5. **Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030;** El 2 de mayo de 2024, fue presentado el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 - 2030, luego de un proceso de consulta pública. Este plan define la hoja de ruta para el despliegue de esta industria, conciliando el desarrollo económico con el respeto por el medio ambiente, el territorio y las comunidades. El plan se elaboró en coordinación con distintos organismos, ministerios, gobernanzas locales y empresas privadas, intentando abarcar todos los aspectos que inciden en los proyectos de hidrógeno verde. El texto contempla 81 medidas, distribuidas en 18 líneas de trabajo, las que serán implementadas en dos etapas:

- La primera entre el 2023 y el 2026: explorará establecer las condiciones que permitan el desarrollo de la industria definiendo estándares ambientales, sociales y laborales, además de contar con un sistema de permisos eficientes, impulsar la investigación científica en torno a la industria y avanzar en incentivos tributarios y financieros.
- La segunda entre el 2026 y hasta el 2030: considera contar con los instrumentos de ordenamiento territorial, regulatorios, el desarrollo local, la participación ciudadana y preparación del capital humano para la concreción del desarrollo del hidrógeno verde.

6. **Decreto Precio Nudo Promedio Segundo Semestre 2024:** El 5 de octubre de 2024 el Ministerio de Energía publicó el decreto de precio nudo promedio en el Diario oficial correspondiente al segundo semestre de 2024. Con ello, se hace efectivo el proceso de normalización de precios de energía de los contratos regulados, establecido a partir de la Ley de Normalización Tarifaria, para clientes con un consumo menor a 350 kWh (clientes de mayor consumo ya estaban percibiendo el precio real). Los clientes observarán un aumento en sus cuentas de electricidad a partir de la facturación del consumo de octubre.

7. **Modificación al Reglamento de Coordinación y Operación:** El 4 de abril de 2024, el Ministerio de Energía dio a conocer el diagnóstico y Plan de Trabajo para la modificación del “Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” (Reglamento 125/2017). En la sesión mencionada anteriormente, se presentó el plan de trabajo de la modificación al reglamento y el diagnóstico preliminar:

- a) El plan contempla 5 fases durante un periodo de 15 meses, los que consideran 6 semanas para recibir las propuestas de la industria. Posteriormente, el ministerio presentará una propuesta preliminar de modificaciones que podrá ser revisada por la industria, y así en octubre presentar la propuesta conceptual definitiva. El proceso de redacción de articulado está pensado para el último trimestre 2024 y el proceso de consulta pública para los primeros meses de 2025.
- b) El diagnóstico presentado por el Ministerio se centró en 4 áreas, con foco especial en las materias derivadas de la publicación de la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad a fines del año 2022. Las áreas son:
 - Nuevas Tecnologías: dar mayores certezas a los desarrolladores de proyectos de sistemas de generación-consumo y sistemas de almacenamiento.
 - Mercado de Corto Plazo: analizar la metodología y supuestos del cálculo de garantías para la participación en el mercado, considerando un adecuado equilibrio entre el riesgo e incentivo para no introducir barreras de entrada.

- Coordinación de la Operación: discutir el mecanismo de prorrata de generación en función de principios de proporcionalidad y limitaciones Técnicas. Evaluar herramientas de despacho automatizado y esquemas de control automático para la Coordinación de la Operación.
- Declaración en Construcción: optimizar el actual proceso de declaración en construcción de proyectos.

La fase de propuestas de la industria se realizó entre abril y mayo de 2024, en donde presentaron las asociaciones gremiales. En septiembre de este año, el Ministerio debió presentar sus propuestas preliminares, sin embargo, aún no se tienen novedades.

8. **Norma Técnica PMGD (conexión y operación)**: El 27 de marzo de 2024, la CNE dio inicio al proceso de modificación de la norma. Como parte del trabajo de la norma, durante el proceso de elaboración de la norma, ACERA y sus asociados han planteado dificultades para que se desarrollen PMGD con almacenamiento. En consecuencia, el 24 de junio de 2024, la SEC emitió un oficio en donde establece nuevas directrices para la evaluación de PMGD con sistemas de almacenamiento ajustados por bloques horarios.

Actualmente, se está a la espera de la de la realización de la consulta pública y la posterior publicación en el diario oficial.

9. **Plan de Descarbonización**: El 25 de enero de 2024, finalizaron las mesas de trabajo en torno a la creación de una Hoja de Ruta para la descarbonización con foco al 2030. Iniciativa liderada por los Ministerios de Energía y Medio Ambiente.

Adicionalmente, el 25 de marzo se realizó la primera reunión del Comité de Carbono Neutralidad y Resiliencia, instancia convocada por los Ministerios del Medio Ambiente, Economía, Energía y Ciencia. El comité está compuesto por 19 personas del sector privado, la academia y la sociedad civil, los cuales tendrán el objetivo de apoyar técnicamente a los ministerios en el proceso de acelerar la transición hacia la carbono-neutralidad y fortalecer la resiliencia de la economía. En esta instancia trabajaron durante 5 meses en aproximadamente 15 medidas o acciones de corto plazo, de gran impacto en la carbono neutralidad, impulsadas principalmente por el sector privado, y que consideren materias que no estén abordadas actualmente en otros procesos. Las mesas de trabajo se centraron en tres temáticas:

- Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura.
- Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición.
- Transición Energética Justa y Comunidades.

Próximamente debiese publicarse el Plan de Descarbonización, aún no hay una fecha oficial.

Causas en el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)

1. **Liberalización Umbral 300 kW**: El 13 de diciembre de 2023, el Ministerio de Energía presentó una solicitud al TDLC para que elaborara un informe respecto de la rebaja del umbral de potencia conectada para optar a régimen de precio libre a 300 kW, en concordancia con lo expuesto en el Art. 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Hasta el 24 de febrero de 2024, el Tribunal recibió antecedentes, haciéndose presente más de 20 entidades en el proceso. El 17 de julio de 2024, se realizó la audiencia pública donde presentó el Ministerio, Colbún e interesados. El Coordinador ingresó un escrito con aspectos básicos de la operación del mercado mayorista eléctrico, y explica el funcionamiento de RENOVA.

El proceso finalizará con la publicación del informe del Tribunal en los próximos meses. Esta causa es relevante para Colbún pues, es de particular interés el desarrollo de regulación preventiva que acompañe el proceso de liberalización progresiva del mercado minorista chileno, con el objeto de asegurar condiciones adecuadas de competencia entre los agentes comercializadores de energía.

2. **Demanda contra CNE por Condición de Inflexibilidad en la Norma Técnica (NT) de Gas Natural Licuado (GNL):** En diciembre de 2021, las empresas Hidromaule y Eléctrica Puntilla demandaron a la CNE ante el TDLC, por infringir la libre competencia establecida en el Decreto Ley N° 211, al definir la condición de inflexibilidad en la “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”.

El proceso ha pasado por diversas instancias de reclamación ante la Corte Suprema para que sea tramitado por el TDLC. Actualmente la causa está siendo revisada por el Tribunal, y se encuentra en proceso de audiencias de testigos.

Perú

Leyes Promulgadas

1. **Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia de reactivación económica, simplificación y calidad regulatoria, actividad empresarial del Estado, seguridad ciudadana y defensa nacional (Ley N° 32089):** El 4 de julio de 2024 se ha publicado la ley, que aborda materias en donde el Poder Ejecutivo tenga facultades legislativas, en caso del sector eléctrico:

- Aprobar mejorar regulatorias en la Ley 28.832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, con el objetivo de incrementar la competencia en la actividad de generación de energía eléctrica y promover una mayor inversión en nuevas fuentes de generación de energía eléctrica para el suministro de los usuarios regulados, a fin de contar con energía eléctrica a menor costo y menos contaminante, lo que contribuirá a reducir las tarifas eléctricas de los usuarios regulados.
- Modificar el artículo 2 de la Ley N° 31.992: Ley de Fomento del Hidrógeno Verde para promover el desarrollo del hidrogeno verde.
- Promover el desarrollo de la infraestructura petroquímica nacional: Para la implementación y operación de Plantas Petroquímicas que incluyan la producción de urea y fertilizantes.
- Modificar los artículos 8, 9, 14, 15, y 18 de la Ley General de Electrificación Rural (N° 28749), y artículos conexos: Para acelerar la ejecución de proyectos de electrificación rural.
- Fortalecimiento de la masificación del gas natural: creando un mecanismo de compensación para el acceso descentralizado que nivele los precios finales para los usuarios regulados del servicio de distribución por red de ductos a nivel nacional.

Cabe resaltar, que la norma concede esta delegación al Poder Ejecutivo por un lapso de 90 días contados a partir de su entrada en vigencia.

2. **Ley de Fomento del Hidrógeno Verde (Ley N° 31.992):** El 24 de marzo de 2024, se publicó en diario oficial “El Peruano” la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde. Los aspectos más relevantes de ella son:

- Política y Planificación: El MINEM formulará las políticas y los planes energéticos sectoriales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, así como el otorgamiento de beneficios económicos y fiscales, y el establecimiento de metas a corto, mediano y largo plazo. Además, de Incentivar el desarrollo y la producción del hidrógeno verde a nivel industrial a partir de los excedentes de energía eléctrica renovable y para su aplicación como mezcla en la red de gas.
- Declaración de Interés Nacional: Se promulga la declaración de interés nacional la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y vector energético.
- Certificado Verdes: El MINEM deberá publicar en el reglamento de la Ley, los requisitos necesarios para la obtención de la certificación de origen verde del hidrógeno verde. En un plazo no mayor de 180 días calendario desde la entrada en vigor de la Ley (19 de setiembre de 2024), se deberá publicar el reglamento y la normativa adicional necesaria para su aplicación.

Decretos Legislativos

1. **Decreto Legislativo N° 1.686:** el 2 de octubre de 2024, se publicó en el diario oficial “El Peruano” el Decreto que establece medidas especiales para impulsar el desarrollo de la industria petroquímica con el objetivo de promover la producción de urea y otros fertilizantes en beneficio de la agricultura nacional para la reactivación económica del país, y extender los beneficios de la industria del gas natural a todo el Perú, mediante el cual se aprueban las medidas especiales para la implementación y operación de plantas petroquímicas. Las principales medidas que introduce el Decreto Legislativo son:
 - Simplificación del régimen de autorizaciones de proyectos petroquímicos: permitirá que las licencias necesarias para el diseño, construcción y/u operación de este tipo de proyectos se tramiten en un plazo menor.
 - Nuevas condiciones para establecer una categoría tarifaria especial en la industria petroquímica: permitirán que (1) las tarifas de distribución se recalculen cuando el concesionario firme un contrato de suministro para brindar el servicio de distribución de gas natural por red de ductos a una industria petroquímica; y (2) el concesionario proponga la categoría especial petroquímica correspondiente.
 - El OSINERGMIN, el Ministerio de la Producción y/o otras entidades públicas que emitan autorizaciones administrativas son las autoridades competentes para fiscalizar los proyectos de inversión para el desarrollo de la industria petroquímica.
 - La Superintendencia Nacional de Bienes Estatales podrá ampliar la vigencia de reservas de terrenos: para la instalación de los proyectos petroquímicos por un plazo máximo de 5 años y a propuesta del MINEM.
2. **Decreto Legislativo N° 1629:** el 22 de agosto de 2024, se publicó en el diario oficial “El Peruano” el Decreto Legislativo, que modifica el artículo 2 de la Ley N° 31992, Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, estableciendo que debe ser obtenido del agua mediante procesos que utilicen como fuente de energía recursos energéticos renovables.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

1. **El Proyecto de Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural¹** es el resultado de múltiples Proyectos de Ley que se presentaron durante el 2021 y 2022 en la Comisión de Energía y Minas, los cuales se unificaron bajo el Dictamen 15. Posteriormente, el 23 de junio de 2023, obtuvo la aprobación en el pleno del Congreso. Las principales propuestas son:
 - Promoción de proyectos de distribución del gas natural: Se busca el incremento de infraestructura de distribución de gas natural por ductos mediante proyectos promovidos por el MINEM en aquellos departamentos o provincias que no cuenten con dicha infraestructura. El financiamiento de estos proyectos será dado por el Fondo de Inclusión Social Energética (FISE), o del Sistema de Seguridad Energética de Hidrocarburos (SISE).
 - Creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural: Se busca crear un mecanismo de compensación para nivelar los precios del Gas Natural para los usuarios de concesiones de distribución. Los precios de referencia son los precios finales de las categorías tarifarias donde se encuentre la mayor concentración de la demanda en concesiones de distribución de gas natural conectadas al sistema de transporte por ductos. El mecanismo de compensación es aplicado a través de un descuento tarifario en la facturación mensual de los usuarios beneficiarios. Para los usuarios del Gas Natural Vehicular (GNV), el mecanismo se aplica indistintamente de si consumo es por ductos u otra modalidad. Este mecanismo es financiado por el FISE en primera instancia, o por el recargo al servicio de transporte de gas natural por ductos a los clientes que hagan uso de este si los fondos del FISE no cubren los montos de compensación. En el caso de las generadoras, se hace un recargo al peaje de conexión al sistema principal de transmisión.
 - Creación de la Agencia de Inventarios de Combustibles: Su función principal es administrar, proveer y disponer de instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos consideradas estratégicas por el Estado peruano, con el fin de garantizar el abastecimiento continuo de combustibles, GLP y otros hidrocarburos.

El 14 de noviembre de 2023, se presentó la autógrafa al presidente de la República con un plazo de 15 días hábiles. Luego, el 4 de diciembre de 2023, el presidente de la República observa la autógrafa en puntos tales como el Sistema de Seguridad energética en hidrocarburos, el cargo y desino del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos, la financiación del

¹ PdL 679/2021, PdL 1453/, PdL 523/2021, PdL 817/2021 y PdL 1939/2021

FISE, el destino del fondo, la administración del fondo y cumplimiento de disposiciones, y, por último, la supervisión y fiscalización.

En consecuencia, el 4 de diciembre de 2023, el proyecto volvió a la Comisión de Energía y Minas para su revisión. Y el 18 de abril de 2024, la Comisión devolvió el mismo dictamen para su debate en el pleno el 2 de mayo de 2024. Sin embargo, la discusión pasó a un cuarto intermedio para revisar el rango de consumo de los beneficiarios de la tarifa nivelada en la totalidad del mercado regulado. Actualmente, sigue paralizado y en espera de una opinión definitiva.

2. **El Proyecto de Ley que busca modificar la Ley 28832²**, se aprobó el 9 de junio 2023, en el Dictamen 30 de la Comisión de Energía y Minas. Este proyecto unificado plantea los siguientes temas:

- Servicios Complementarios: se incluyen como agentes de mercado a los proveedores de servicios complementarios. Asimismo, la operación y administración de este mercado serán reglamentados por el MINEM. La entrada del mercado de servicios complementarios será el 01 de enero del 2026 y la responsabilidad de pago se da a quienes generen la inestabilidad. Este mercado de servicios complementarios no excluye a ningún agente.
- Licitaciones del Mercado Regulado: se contempla la compra en bloques de energía o potencia y energía en forma separada o conjunta, en las condiciones que establezca el reglamento. Se establecen los plazos de licitación, categorizados como corto, mediano y largo plazo, siendo el plazo máximo por contratar de 15 años. Además, los contratos bilaterales tendrán como plazo máximo 2 años.
- Precios de Tarifa en Barra: el precio en barra que fija el Osinergmin no puede diferir en más de 10% del promedio ponderado de precios libres y regulados, tomando como fecha de corte el 31 de marzo de cada año.
- Licitaciones en Sistemas Aislados: se prioriza la generación renovable en las licitaciones del MINEM.
- Coexistencia de Contratos: repartición de la energía y/o potencia consumida que respete los términos y condiciones de los contratos vigentes.

El 16 de septiembre de 2024, este proyecto fue incluido en la Agenda del Pleno. Actualmente, se encuentra en espera para ser debatido en el Congreso.

3. **El Proyecto de Ley Fomento y Desarrollo de Transporte Verde³** tiene como finalidad de declarar de interés nacional la promoción del uso de vehículos eléctricos, híbridos y la implementación de la infraestructura de carga necesaria como resultado de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la reducción en la importación de combustibles líquidos. El 6 de junio de 2024, se aprobó el dictamen de la Comisión de Energía y Minas. Este dictamen de los proyectos unificados plantea los siguientes temas:

- Formulación de políticas y planes energéticos sectoriales por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), alineados con el Ministerio de Transporte y Comunicaciones (MTC) y el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)
- Incentivos económicos para adquirir vehículos eléctricos e híbridos, renovar flota vehicular e implementar infraestructura de carga, ii) exoneración del IGV y el Impuesto al Patrimonio Vehicular (IPV) por 5 años para vehículos eléctricos, y beneficios económicos y tributarios para la fabricación, ensamblaje o importación de vehículos eléctricos e híbridos.
- Desarrollo de infraestructura para la carga y mantenimiento de vehículos eléctricos e híbridos, y promoción de investigación, desarrollo e innovación en tecnologías de electromovilidad.
- Promoción de vehículos eléctricos como herramienta para emprendimiento de micro y pequeños empresarios, y fomento de la electromovilidad en el transporte público de pasajeros.

El 3 de octubre de 2024, este proyecto fue incluido en la Agenda del Pleno. A la fecha, se encuentra en espera para ser debatido en el Congreso.

² PdL 2139/2021, PdL 3662/2022, PdL 4565/2022 y PdL 4748/2022

³ PdL 7301/2022, PdL 3039/2022, PdL 5515/2022, PdL 4903/2022, PdL 6798/2023, y PdL 2617/2024

4. **El Proyecto de Ley de Beneficios Tributarios⁴.** El 6 de marzo de 2024, la comisión de energía y minas aprobó el Dictamen que plantea prorrogar la vigencia del beneficio tributario dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1058 referido a la depreciación acelerada hasta el 31 de diciembre de 2035 para promover la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables.

Principales Novedades en Decretos Supremos en Tramitación

1. **Resolución Ministerial N° 091-2024-MINAM** fue publicada el 12 de marzo de 2024, la cual dispone la publicación de dos proyectos Decretos Supremos:
 - El Proyecto de Decreto Supremo que busca modificar el Reglamento de la Ley N° 27.446: conocida como la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, su principal objetivo es agilizar el procedimiento de certificación ambiental para los titulares de proyectos de inversión para reducir los costos asociados a las demoras y los proyectos sean aprobados en plazos menores o dentro de los establecidos en la Ley del SEIA y su Reglamento.
 - El Proyecto de Decreto Supremo que tiene como objetivo aprobar los Términos de Referencia de los estudios ambientales para proyectos con características comunes o similares, según lo establecido en el anexo 1 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas. Entre otros aspectos, esta propuesta proporcionaría los términos de referencia para la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de centrales fotovoltaicas, así como para el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) de las centrales eólicas.
2. **Resolución Ministerial N° 253-2024-MINEM/DM**, el 20 de junio de 2024 fue publicada, con el fin de aprobar los lineamientos para la elaboración del Plan de Participación Ciudadana (PPC) de los Estudios de Impacto Ambiental semidetallados (EIA-sd) del subsector Electricidad. Estos lineamientos establecen los requisitos y contenidos mínimos que los titulares deberán cumplir al elaborar dicho plan, previo a su solicitud de evaluación y aprobación por parte de la autoridad ambiental competente. Además, pone a disposición formatos de cuadro que el titular puede usar para presentar la información mencionada anteriormente.

Otros Aspectos Regulatorios Relevantes

1. **Proyecto de la Resolución Ministerial N° 378-2024-MINEM/DM:** El 4 de octubre de 2024, se publicó en diario oficial “El Peruano” la Resolución Ministerial N°378-2024-MINEM/DM, mediante la cual disponen la publicación del proyecto: “Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, y el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM”. La resolución propone:
 - Modificar el artículo 60 del Anexo 1 "Normas de seguridad: para la distribución de gas natural por red de ductos" del Reglamento de Distribución y el numeral 26.3 del artículo 26 del Reglamento de Seguridad, con la finalidad que la comunicación de la emergencia al Osinergmin se realice en un plazo máximo de una 1 hora de producida la misma, sin perjuicio de la obligación del Agente de presentar el informe preliminar antes de las 24 horas de producida la emergencia y el informe definitivo 10 días después.
 - Actualizar las vías de presentación del reporte de emergencias a Osinergmin: a fin de considerar mecanismos tecnológicos idóneos.
 - Incorporar disposiciones para regular la recepción, respuesta y publicación de resultados de supervisión de denuncias: presentadas por los ciudadanos y/o autoridades, relacionadas con las Actividades de Hidrocarburos; así como, para publicar los resultados de supervisión de forma trimestral de los agentes que realizan estas actividades.
 - Extender la regulación del reporte de emergencias: para los agentes que realizan actividades de comercialización de hidrocarburos.

⁴ PdL 6747/2023

2. **Procedimiento técnico del COES N° 20:** El 8 de octubre de 2024, se publicó el Procedimiento Técnico COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de las Instalaciones del SEIN" en el diario oficial "El Peruano", en donde se incluyen nuevos requerimientos para el ingreso de centrales al SEIN, tales como la inclusión de FACTS para compensación serie de líneas, configuración de transformadores, entre otros. Asimismo, en la propuesta inicial, se había incluido el requerimiento de inercia sintética para las centrales RER, sin embargo, esta solicitud fue desestimada por el COES.
3. **Modificación de los Procedimiento técnico del COES N° 01 y N° 09:** El 24 de junio de 2024, a través de la Resolución N° 119-2024-OS/CD, el OSINERGMIN publicó el proyecto de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 01 (PR-01) "Programación de la Operación de Corto Plazo", el Procedimiento Técnico del COES N° (PR-09) "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN" y el Glosario de Términos, para que los interesados remitan sus comentarios a dicha propuesta. Esta modificación propone que los pronósticos de generación de las centrales RER sean realizados por proveedores especializados y que la distribución de vertimientos energéticos se base en la potencia nominal. Además, en agosto los agentes del sector presentaron sus comentarios sobre esta propuesta, los cuales están siendo revisados por el COES.

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.

Al 30 de septiembre de 2024, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 92% a tasa fija y 8% a tasa flotante.

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 la mayoría de las contrapartes con

las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta.

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 2024, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuentas corrientes remuneradas, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los segundos corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “money market”.

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 10 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 2024, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$946 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 20 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).

Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy:

- Cinco líneas de bonos: una por un monto de UF 7 millones con vigencia a treinta años (desde su aprobación en agosto 2009), dos por un monto conjunto de UF 7 millones con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en febrero 2020), y dos por un monto de UF 7 millones cada una con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en mayo 2024), y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$108 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$91 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 2024, 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 2024 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

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

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 23 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 2024 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$6,4 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

La exposición asociada a la variación de tasas de interés es medida como la sensibilidad del gasto financiero mensual ante un cambio de 25 puntos básicos en la tasa variable de referencia, siendo esta la tasa SOFR. De esta forma, un alza de 25 puntos básicos en la tasa SOFR significaría un aumento en el gasto financiero mensual por devengo de US\$33 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$33 mil en el gasto financiero mensual por devengo. La Compañía considera el riesgo de variación de tasas de interés acotado.

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 45%¹. 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. Respecto a los derivados, la contraparte que concentra la mayor participación alcanza un 57% en términos notacionales.

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.

¹ Cabe señalar que al 30.09.2024 se mantuvieron los fondos asociados al pago de la transacción de ILAP SpA concentrados en una contraparte para así asegurar la correcta ejecución de la transacción.

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.