

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

30 de Septiembre de 2025



3º TRIMESTRE 2025

ÍNDICE

3T25 Informe trimestral

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	7
Generación y Ventas Físicas Chile	7
Generación y Ventas Físicas Perú	9
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	10
Análisis Resultado Operacional Chile	11
Análisis Resultado Operacional Perú	12
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	13
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	14
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	16
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	18
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	19
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	19
Gestión de riesgo	24

Conference Call Resultados 3T25

Fecha: Lunes 03 de noviembre 2025
Hora: 07:00 AM Eastern Time
 09:00 AM Chilean Time

USA: +1 718 866 4614
Chile: +562 2840 1484

Link Evento:
<https://mm.closir.com/slides?id=106945>

Contacto Relación con Inversionistas:

Soledad Errázuriz V.
serrazuriz@colbun.cl
 + (56) 2 2460445

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

Carolina Plasser L.
cplasser@colbun.cl
 + (56) 2 24604308

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales cifras a nivel consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del tercer trimestre del año 2025 (3T25) ascendieron a **US\$388,0 millones**, aumentando un 1% respecto a los ingresos registrados el tercer trimestre del año 2024 (3T24), debido principalmente a las mayores ventas físicas a clientes bajo contrato en Chile y Perú, fundamentalmente tras la incorporación de nuevos contratos durante el 2025 tanto en el segmento regulado como en el libre. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por menores ventas físicas en el mercado spot en ambos países, debido a una menor generación registrada durante el periodo. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Sept-25 ascendieron a **US\$1.203,0 millones**, aumentando 1% respecto a Sept-24, por los mismos efectos que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **EBITDA** consolidado del 3T25 alcanzó **US\$126,6 millones**, disminuyendo un 25% respecto al EBITDA de US\$169,7 millones del 3T24, debido principalmente a (i) los mayores costos de materias primas y consumibles utilizados, asociados a incrementos en las compras de energía y potencia tanto en Chile como en Perú, producto de una menor generación registrada en el periodo y (ii) un mayor consumo de gas debido a una mayor generación con dicho combustible en Chile. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor consumo de carbón en Chile, ya que durante el 3T25 no se generó con dicho combustible producto de la indisponibilidad de la central Santa María.
En términos acumulados, el EBITDA a Sept-25 totalizó **US\$445,7 millones**, disminuyendo un 5% respecto a Sept-24, principalmente producto de un aumento en los costos de materias primas y consumibles utilizados, fundamentalmente por (i) las mayores compras de energía y potencia registradas durante el año, producto de la menor generación y (ii) los mayores costos de peajes, principalmente debido a la vigencia de tarifas más altas durante el 1S25 en Chile. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor consumo de carbón asociado a una menor generación con dicho combustible y por mayores gastos por beneficios a empleados.
- El **Resultado no operacional** el 3T25 presentó una pérdida de **US\$31,5 millones**, que se compara con la pérdida de US\$8,0 millones registrados en 3T24. Este incremento se explica principalmente por el aumento en los gastos financieros producto de la finalización de la capitalización de intereses asociada al Parque Eólico Horizonte, sumado a mayores “Otras Ganancias (Pérdidas)” producto del reconocimiento de gastos vinculados al prepago parcial del Bono 2027. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a Sept-25 alcanzó una pérdida de **US\$70,3 millones**, comparado con una pérdida de US\$36,8 millones registrada al mismo periodo de 2024. Esta variación responde principalmente a (i) menores ingresos financieros, derivados de una menor tasa de retorno sobre inversiones temporales y menores niveles de excedentes de caja en comparación con 2024, y (ii) a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El 3T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$4,3 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$24,8 millones en 3T24. Esta disminución se explica principalmente por un menor resultado antes de impuestos registrado en el periodo, producto de (i) un menor margen operacional, (ii) mayores gastos no operacionales, descritos previamente y (iii) el efecto favorable de la apreciación del sol peruano, que generó un ajuste positivo en los impuestos diferidos de la filial Fenix Power Perú, reduciendo el gasto contable por este concepto. **En términos acumulados**, a Sept-25 se registró un gasto por impuestos a las ganancias por **US\$39,5 millones**, comparado con US\$73,1 millones a Sept-24. Esta variación refleja principalmente el menor resultado antes de impuestos acumulado, afectado por mayores gastos no operacionales observados durante el año, junto con los mismos factores que explican la variación en el resultado trimestral.
- La Compañía presentó en 3T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$25,3 millones**, comparado con una ganancia de US\$82,7 millones en 3T24, principalmente debido al menor resultado tanto operacional como fuera de la operación registrado en el periodo mencionado anteriormente, parcialmente compensado por menores gastos por impuestos. **En términos acumulados**, la Compañía presentó una ganancia de **US\$155,9 millones** a Sept-25, comparado con una ganancia de US\$203,0 millones a Sept-24. Esta menor ganancia se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Hechos destacados del trimestre

ESTRATEGIA COMERCIAL:

● Durante el 2025, se han firmado en Chile contratos de venta de energía con 68 clientes por 693 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destacan el contrato de energía renovable con Aguas Andinas S.A., por 311 GWh anuales a partir de 2026 y con una duración de 8 años; el contrato con Parque Arauco S.A., por 150 GWh anuales a contar de enero de 2026 y por un periodo de 4 años; y el contrato con Grupo SMU, por 60 GWh anuales desde marzo de 2025, también con vigencia de 4 años. Por su parte, en Perú se han adjudicado contratos de suministro con 22 clientes por 55,4 MW anuales. Las adjudicaciones más importantes han sido la renovación por 5 años con nuestro cliente minero Operadores Concentrados Peruanos (15 MW) y la renovación por 4 años con nuestro cliente Peruana de Moldeados (13,7 MW).

AVANCES DE PROYECTOS:

● En Chile:

- P.E. Horizonte: El Coordinador Eléctrico Nacional comunicó la entrada en operación comercial de Horizonte Norte el 2 de junio de 2025, correspondiente a 70 aerogeneradores. Posteriormente, el 28 de julio de 2025, declaró la entrada en operación comercial de la Etapa 2, Horizonte Sur. Con esta puesta en marcha, el complejo eólico Horizonte (Norte y Sur) completó su operación comercial total, alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 816 MW, consolidándose como uno de los proyectos eólicos más grandes de Latinoamérica.
- BESS Celda Solar: Al 3T25 el avance del proyecto es de un 46%, relacionado principalmente con la llegada de la totalidad de los megapacks de baterías a terreno, término de las fundaciones y avances en la construcción de las subestaciones Chaca, Roncacho y la línea de transmisión.
- BESS Diego de Almagro Sur: Durante el 3T25 se inició con el proceso de construcción del proyecto, reportando un avance de un 3%. Durante el trimestre, se continuó el desarrollo de ingeniería y se inició la construcción de las instalaciones de faenas y obras del cierre perimetral del proyecto.
- SE Don Eduardo (Ex Llullaillaco): Durante el 3T25 se inscribieron en el Conservador de Bienes Raíces las servidumbres de la subestación y camino de acceso. Se continuó con el avance de los contratos de ingeniería de detalle y suministro de equipos principales, además de licitaciones de otros contratos.

● En Perú:

- P.F. Algarrobal: Al 3T25, se completó la subsanación de persistencias al expediente del EIA, para revisión del Ministerio de Energía y Minas.
- P.E. Pampas: El 3T25 se completó el levantamiento de la línea base ambiental como parte de la elaboración del EIA.

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

● Durante el 3T25, algunas de nuestras principales centrales llevaron a cabo sus mantenimientos mayores o anuales para asegurar su correcto funcionamiento y eficiencia:

- Central termoeléctrica Nehuenco U2: mantenimiento programado desde el 05 de julio hasta el 13 de agosto.
- Central hidroeléctrica Canutillar U1: mantenimiento programado desde el 07 de julio hasta el 08 de agosto.
- Central hidroeléctrica Canutillar U2: mantenimiento programado desde el 11 de agosto hasta el 06 de septiembre.

● De acuerdo con lo informado al Coordinador Eléctrico Nacional, el 23 de marzo de 2025 la Central Térmica Santa María (350 MW) quedó indisponible debido a una pérdida de lubricación en la turbina de vapor, evento que provocó el bloqueo del eje tras la apertura de ambos circuitos de la línea Santa María-Charrúa a causa de los incendios forestales ocurridos en la zona.

Los trabajos de reparación finalizaron conforme a lo planificado, reanudándose las operaciones el día 23 de octubre de 2025. Cabe destacar que la Compañía cuenta con coberturas de seguro para este tipo de siniestros.

- El 9 de julio de 2025, se produjo un siniestro en la Unidad N°1 de Central Hidroeléctrica Rucúe (178,4 MW), a raíz de una inflamación provocada por una fuga de gas durante trabajos de metalizado de las placas de desgaste y tapa superior de la turbina de dicha unidad mientras se realizaba el mantenimiento mayor. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para este tipo de siniestros. A la fecha, se ha avanzado en la reparación de sistemas eléctricos y mecánicos, retiro de componentes dañados y preparación para pruebas críticas, registrándose un 33% de avance en los trabajos. La puesta en servicio de la unidad se estima para fines de enero de 2026.

- El 29 de agosto de 2025, se produjo una desconexión forzada en la Unidad N°2 de Central Térmica Nehuenco, debido a una rotura de la junta de expansión que conecta la Chimenea Bypass con la entrada a Caldera recuperadora de calor. La puesta en servicio de la unidad se llevó a cabo el día 10 de octubre de 2025.

DEUDA INTERNACIONAL:

- En septiembre de 2025 Colbún emitió su segundo “bono verde” en el mercado internacional, por US\$500 millones, bajo la Regla 144A / Regulación S, con vencimiento a 10 años (Sep-35), obteniendo una tasa cupón de 5,375%, con un yield de 5,415%, alcanzando el spread más bajo de un bono corporativo chileno en los últimos 20 años. De los fondos obtenidos de esta colocación, US\$266 millones fueron destinados al refinanciamiento parcial del bono de US\$500 millones del mismo tipo, que vence el año 2027. Un monto equivalente a los fondos recaudados será invertido en proyectos verdes elegibles, conforme a lo establecido en el Marco de Financiamiento Verde de la compañía, alineado con los Green Bond Principles (ICMA 2021).

FUSIONES Y ADQUISICIONES:

- Con fecha 21 de agosto de 2025, y en cumplimiento del Share Purchase Agreement suscrito con Platinum Bolt A 2015 RSC Limited, filial de la Abu Dhabi Investment Authority (ADIA), Colbún S.A. completó la adquisición del 41,379% de Inversiones Las Canteras S.A. (ILC), propietaria de Fenix Power Perú S.A., una vez cumplidas todas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo. Con dicha adquisición, Colbún alcanzó el 100% de la propiedad de esta sociedad.

- El financiamiento se realizó mediante una combinación de un crédito bancario por US\$50 millones, con vencimiento a 18 meses (bullet), suscrito con J.P. Morgan por la filial Colbún Perú S.A., y efectivo disponible en dicha filial, principalmente proveniente de dividendos distribuidos por Fenix Power Perú S.A. Con fecha 17 de octubre de 2025 se realizó una amortización parcial anticipada de dicha deuda, por un monto de US\$29 millones. El origen de los fondos provino de una distribución de dividendos de Fenix Power Perú S.A.

- En septiembre de 2025, Colbún designó a Juan Salinas como nuevo Gerente General de su filial Fenix Power Perú S.A. quien anteriormente se desempeñaba como Gerente Comercial de Colbún. Su nombramiento se enmarca en la estrategia de Colbún de consolidar su presencia regional tras la adquisición del 100% de la compañía y de avanzar en una transición energética sostenible en el mercado peruano.

Hechos posteriores del trimestre

- Con fecha 14 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N° 633, mediante la cual aprueba el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional de octubre de 2025, correspondiente al primer semestre de 2026. Este Informe contempla la corrección de un error en la valorización de las Diferencias de Facturación, específicamente relacionado con una inconsistencia metodológica relativa a la consideración del efecto inflacionario, al aplicar la variación del IPC y, conjuntamente, el empleo de la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional. Este error de valorización solo afecta a los clientes regulados sujetos a tarifas determinadas por la CNE. El informe estuvo disponible para observaciones hasta el viernes 24 de octubre de 2025, instancia en la cual Colbún presentó sus observaciones

A la fecha de emisión de estos estados financieros, aun no se conoce la versión definitiva del informe, sin embargo, se estima que los efectos de esta situación no serán materiales para la Compañía. En efecto la gran mayoría de las ventas que realiza Colbún son a clientes libres, y los clientes sujetos al régimen de precios regulados son una porción menor de sus ventas.

La Compañía está disponible para aplicar el mecanismo o la fórmula que, siendo ajustado a la normativa, la autoridad disponga para corregir el error cometido.

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 3T24 y 3T25, y acumulado a Sept-24 y Sept-25.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
8.423	9.182	Total Ventas Físicas (GWh)	2.721	2.840	(8%)	(4%)
1.214	770	Clientes Regulados	418	257	58%	62%
7.209	6.892	Clientes Libres	2.304	2.276	5%	1%
0	1.520	Ventas en el Mercado Spot	0	307	-	-
1.268	1.023	Potencia (MW)	1.277	999	24%	28%
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
7.697	9.307	Total Generación (GWh)	2.313	2.828	(17%)	(18%)
3.636	5.178	Hidráulica	1.174	1.915	(30%)	(39%)
2.471	3.515	Térmica	520	677	(30%)	(23%)
2.276	2.273	Gas	513	335	0%	53%
57	14	Diésel	7	2	-	-
138	1.228	Carbón	0	340	(89%)	-
1.591	614	ERFV*	619	236	-	-
1.151	160	Eólica	472	99	-	-
440	454	Solar	147	137	(3%)	0
853	46	Compras en el Mercado Spot (GWh)	439	46	-	-
(853)	1.474	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(439)	261	-	-

(*) Nota: Cifras incluyen, a partir del mes de octubre 2024, centrales y clientes de San Juan y Norvind. Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras (eólica) e Imelsa (solar). ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 3T25 alcanzaron **2.721 GWh**, disminuyendo un 4% en comparación con el 3T24. Esta diferencia es explicada por las menores ventas físicas al mercado spot, debido principalmente a la menor generación del periodo. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por (i) mayores ventas a clientes regulados, principalmente por la incorporación de los contratos de las sociedades de ILAP y (ii) mayores ventas a cliente libres, fundamentalmente por un mayor consumo de clientes mineros. En **términos acumulados**, las **ventas físicas** a Sept-25 alcanzaron **8.423 GWh**, disminuyendo un 8% respecto a lo acumulado a Sept-24. Esta diferencia se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

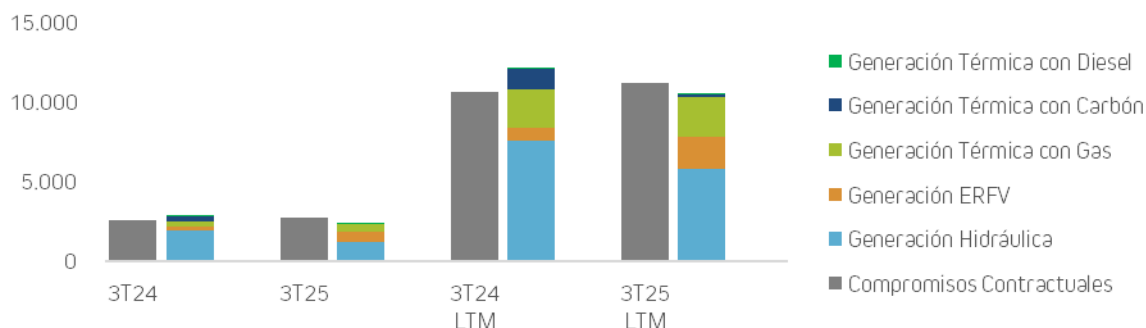
Por su parte, la **generación de Colbún** del trimestre alcanzó **2.313 GWh**, disminuyendo 18% respecto al 3T24, explicado principalmente por (i) menor generación hidráulica (-741 GWh) debido a una condición hidrológica menos favorable y (ii) menor generación térmica en base a carbón (-340 GWh) dado que la central Santa María estuvo indisponible durante el trimestre tras el siniestro ocurrido en marzo 2025. Estos efectos fueron parcialmente compensados por (i) una mayor generación eólica (+373 GWh) principalmente por el ingreso de la central Horizonte y por la adquisición de las centrales San Juan y Totoral y (ii) mayor generación térmica en base a gas producto de un mayor despacho económico, asociado a una menor hidrología registrada en el periodo.

En **términos acumulados**, la generación a Sept-25 alcanzó **7.697 GWh**, disminuyendo un 17% respecto a Sept-24. Esta diferencia se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró compras netas por **439 GWh**. Estas compras se comparan con las ventas netas por 261 GWh registradas en 3T24. Dicha variación se explica por la menor generación y por las mayores ventas a clientes bajo contrato mencionadas anteriormente.

En términos acumulados, al Sept-25 se registraron compras netas por **853 GWh**, que se comparan con las ventas netas por 1.474 GWh en Sept-24, reflejando las mismas tendencias que explican la variación trimestral.

Compromisos vs. Generación GWh

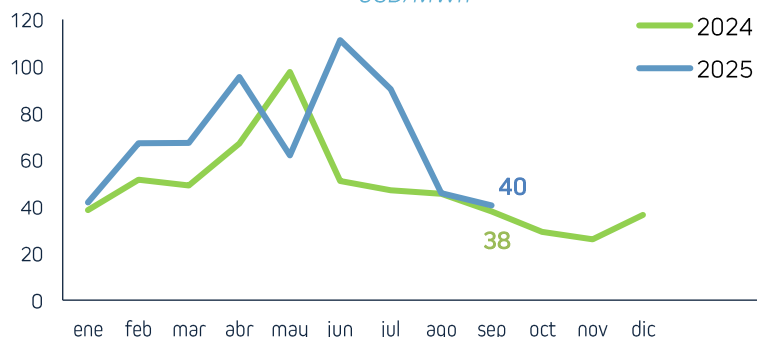


● **Mix de generación en Chile:** Durante el 3T25 la generación del SEN alcanzó **21.355 GWh**, en línea con el 3T24, pero con efectos compensados explicados principalmente por una menor generación hidráulica por 2.202 GWh, parcialmente compensada por (i) mayor generación térmica en base a carbón por 1.469 GWh, (ii) mayor generación térmica en base a gas por 444 GWh, y (iii) mayor generación solar por 294 GWh. A Sept-25, el año hidrológico (Abr25-Mar26) ha presentado déficits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN, estas son: Aconcagua: -31,8%; Maule: -40,1%; Laja: -21,7% y Biobío: -18,2%. La cuenca del lago Chapo, por su parte, ha presentado un superávit de +0,8%. Los costos marginales promedio registraron aumentos cercanos al 26%, promediando 54,0 USD/MWh en las principales barras en el 3T25, comparado con los 42,9 USD/MWh registrados en 3T24. Esta variación es explicada principalmente por la menor hidrología del sistema.

Tabla 2: Generación del SEN

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
64.070	64.500	Total Generación (GWh)	21.355	21.287	(1%)	0%
15.437	18.867	Hidráulica	4.907	7.110	(18%)	(31%)
11.054	10.835	Gas	3.439	2.995	2%	15%
371	142	Diésel	56	30	-	90%
11.809	10.682	Carbón	4.454	2.984	11%	49%
8.938	8.231	Eólica	3.199	3.126	9%	2%
14.432	13.463	Solar	4.610	4.317	7%	7%
2.028	2.282	Otros	688	726	(11%)	(5%)

Costos Marginales Alto Jahuel USD/MWh



2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T24 y 3T25, y acumulado a Sept-24 y Sept-25.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
2.838	2.822	Total Ventas Físicas (GWh)	1.126	1.155	1%	(2%)
1.146	849	Cientes Regulados	385	275	35%	40%
1.253	1.004	Cientes Libres	419	371	25%	13%
439	969	Ventas en el Mercado Spot	323	509	(55%)	(37%)
566	569	Potencia (MW)	566	568	(1%)	(0%)

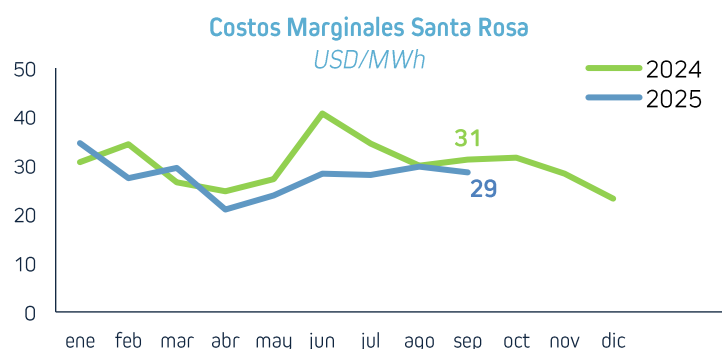
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
2.651	2.817	Total Generación (GWh)	1.153	1.181	(6%)	(2%)
2.651	2.817	Gas	1.153	1.181	(6%)	(2%)
257	73	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-	-
181	896	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	323	509	(80%)	(37%)

● **Las ventas físicas** durante el 3T25 alcanzaron **1.126 GWh**, disminuyendo un 2% respecto al 3T24, por menores ventas en el mercado spot. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (i) mayores ventas al segmento regulado, producto de la entrada en vigencia del contrato con Electro Oriente por aproximadamente 450 GWh/año y (ii) mayores ventas a clientes libres producto de la entrada en vigencia de un contrato con Distriluz por aproximadamente 200 GWh/año y a un incremento en el consumo del cliente Minera Volcan. **En términos acumulados**, las ventas físicas a Sept-25 alcanzaron **2.838 GWh**, aumentando un 1% respecto a Sept-24, explicado por mayores ventas a clientes regulados y libres, efecto parcialmente compensado por menores ventas en el mercado spot.

● Por su parte, la **generación** de la CT Fenix alcanzó **1.153 GWh** durante el 3T25, disminuyendo un 2% respecto al 3T24, debido principalmente a un menor despacho económico de las centrales térmicas asociada a mejores condiciones hidrológicas observadas en el sistema eléctrico peruano. **En términos acumulados**, la generación acumulada a Sept-25 fue de **2.651 GWh**, disminuyendo un 6% respecto al mismo periodo de 2024, explicado principalmente por (i) una mayor duración del mantenimiento programado de la central durante 2025 respecto al realizado en 2024 y (ii) el menor despacho económico de la central mencionado anteriormente.

● El **balance neto del mercado spot** durante el 3T25 registró ventas netas por **323 GWh**, en comparación con ventas netas por 509 GWh en el 3T24, reflejando una disminución de 37%, atribuible principalmente a (i) un mayor consumo de clientes regulados y libres tras la incorporación de nuevos contratos y (ii) una menor generación de la CT Fenix durante el periodo. **En términos acumulados**, a Sept-25 se registraron ventas netas por **181 GWh**, en comparación con las ventas netas por 896 GWh a Sept-24, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro- que abastece al principal complejo hidroeléctrico del país, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW)- presentó una probabilidad de excedencia de 5,35% al cierre del periodo hidrológico (Oct24-Sept25), en comparación con 19,40% del año anterior, evidenciando una mejor condición hidrológica. **En términos acumulados**, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó 7,2% interanual, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó 8,0% respecto a Sept-24, ambas variaciones explicadas por la mayor disponibilidad de recursos hídricos. Por su parte, la demanda eléctrica nacional creció 1,4% interanual al cierre del 3T25, impulsada por el incremento vegetativo de la demanda y el mayor consumo del sector minero.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 3T24 y 3T25 y acumulado a Sept-24 y Sept-25.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		V̄ar %	V̄ar %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
1.203,0	1.191,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	388,0	383,9	1%	1%
240,1	159,7	Venta a Clientes Regulados	79,8	51,1	50%	56%
842,4	751,0	Venta a Clientes Libres	262,7	250,6	12%	5%
78,0	236,5	Ventas de Energía y Potencia	33,3	69,6	(67%)	(52%)
42,5	44,3	Otros Ingresos	12,3	12,7	(4%)	(4%)
(625,9)	(602,5)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(219,2)	(172,6)	4%	27%
(141,6)	(118,6)	Peajes	(44,5)	(48,9)	19%	(9%)
(118,8)	(52,9)	Compras de Energía y Potencia	(63,7)	(21,5)	-	-
(261,4)	(278,5)	Consumo de Gas	(80,8)	(60,1)	(6%)	34%
(12,5)	(4,9)	Consumo de Petróleo	(1,6)	(1,2)	-	41%
(13,0)	(79,7)	Consumo de Carbón	(1,3)	(18,6)	(84%)	(93%)
(78,7)	(68,0)	Otros	(27,3)	(22,4)	16%	22%
577,1	589,0	MARGEN BRUTO	168,7	211,3	(2%)	(20%)
(77,6)	(67,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(25,3)	(23,6)	14%	7%
(53,8)	(51,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(16,8)	(18,1)	5%	(7%)
(180,1)	(156,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(65,5)	(54,1)	15%	21%
265,6	312,9	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	61,1	115,6	(15%)	(47%)
445,7	469,6	EBITDA	126,6	169,7	(5%)	(25%)
28,8	41,9	Ingresos Financieros	10,0	12,5	(31%)	(20%)
(64,6)	(53,2)	Gastos Financieros	(27,1)	(17,2)	21%	57%
4,5	3,4	Diferencias de Cambio	1,3	3,3	30%	(59%)
9,6	9,5	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,1	3,2	1%	(4%)
(48,5)	(38,5)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(18,8)	(9,8)	26%	92%
(70,3)	(36,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(31,5)	(8,0)	91%	-
195,3	276,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	29,6	107,5	(29%)	(73%)
(39,5)	(73,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(4,3)	(24,8)	(46%)	(83%)
155,9	203,0	GANANCIA (PÉRDIDA)	25,3	82,7	(23%)	(69%)
156,0	199,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	32,9	79,0	(22%)	(58%)
(0,1)	3,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(7,6)	3,7	-	-

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

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	Sept-25	Dic-24	Sept-24
Chile (CLP / US\$)	962,39	996,46	897,68
Chile UF (CLP/UF)	39.485,65	38.416,69	37.910,42
Perú (PEN / US\$)	3,47	3,77	3,71

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T24 y 3T25, y acumulado a Sept-24 y Sept-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
1.028,7	1.027,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	327,3	324,2	0%	1%
154,3	92,3	Venta a Clientes Regulados	51,4	29,6	67%	74%
773,7	696,9	Venta a Clientes Libres	239,7	230,3	11%	4%
67,7	202,5	Ventas de Energía y Potencia	25,7	52,9	(67%)	(51%)
33,0	36,1	Otros Ingresos	10,5	11,5	(9%)	(8%)
(531,6)	(513,7)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(186,3)	(140,6)	3%	33%
(137,0)	(114,3)	Peajes	(42,2)	(47,1)	20%	(10%)
(110,6)	(50,9)	Compras de Energía y Potencia	(63,5)	(21,5)	-	-
(188,1)	(203,4)	Consumo de Gas	(52,6)	(31,8)	(8%)	65%
(12,5)	(4,9)	Consumo de Petróleo	(1,6)	(1,2)	-	41%
(13,0)	(79,7)	Consumo de Carbón	(1,3)	(18,6)	(84%)	(93%)
(70,5)	(60,6)	Otros	(25,1)	(20,4)	16%	23%
497,1	514,0	MARGEN BRUTO	141,1	183,6	(3%)	(23%)
(69,2)	(60,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(22,6)	(20,9)	14%	8%
(47,8)	(45,1)	Otros Gastos, por Naturaleza	(14,8)	(15,7)	6%	(6%)
(153,3)	(129,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(56,5)	(45,2)	18%	25%
226,8	278,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	47,2	101,8	(19%)	(54%)
380,2	408,3	EBITDA	103,7	146,9	(7%)	(29%)

(*): 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 3T25 alcanzaron los **US\$327,3 millones**, aumentando un 1% respecto a los US\$324,2 millones del 3T24. Esta variación se explica principalmente por (i) mayores ventas a clientes regulados, asociadas a la incorporación de los contratos con las sociedades de ILAP, y (ii) mayores ventas a clientes libres, impulsadas tanto por mayores volúmenes físicos vendidos como por un mayor precio promedio de venta, derivado de la indexación de dichos contratos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot, asociadas principalmente a la menor generación registrada durante el trimestre. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Sept-25 ascendieron a **US\$1.028,7 millones**, en línea con los US\$1.027,8 millones registrados a Sept-24. El incremento en las ventas bajo contrato mencionado anteriormente fue contrarrestado por menores ventas en el mercado spot, debido principalmente a la menor generación del período.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 3T25 totalizaron **US\$186,3 millones**, aumentando un 33% respecto al 3T24, explicado principalmente por (i) mayores compras de energía y potencia realizadas durante el trimestre asociadas a la menor generación mencionada anteriormente y (ii) mayor consumo de gas natural, asociado principalmente a una mayor generación con dicho combustible. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un (i) menor consumo de carbón asociado a que durante el 3T25 no se generó con dicho combustible producto de la indisponibilidad de la central Santa María, y (ii) menores costos de peajes, principalmente explicados por la actualización semestral de los factores tarifarios aprobado por la CNE, que redujeron los cargos fijos y de potencia aplicables a clientes libres. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Sept-25 alcanzaron **US\$531,6 millones**, registrando un aumento de 3% respecto al mismo periodo de 2024, explicado principalmente por (i) las mayores compras de energía y potencia mencionadas anteriormente, y (ii) a los mayores costos de peajes, lo que obedece a la vigencia de tarifas más altas durante el 1S25 - a pesar de la caída de las tarifas registradas al 3T25 mencionado anteriormente- y a los mayores retiros de energía registrados durante 2025. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (i) menores costos de consumo de carbón producto de la menor generación con dicho combustible mencionada anteriormente y (ii) menores costos de consumo de gas, principalmente asociada a un menor costo de suministro de dicho combustible.

● El **EBITDA** del 3T25 alcanzó **US\$103,7 millones**, disminuyendo un 29% respecto al EBITDA de US\$146,9 millones al 3T24. Esta disminución responde principalmente al menor margen bruto del trimestre. **En términos acumulados**, el EBITDA a Sept-25 totalizó **US\$380,2 millones**, disminuyendo un 7% respecto al EBITDA de US\$408,3 millones a Sept-2024. Esta variación se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, sumado a un incremento en los gastos por beneficios a empleados.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 3T24 y 3T25, y acumulado a Sept-24 y Sept-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
174,3	163,7	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	60,6	59,7	6%	1%
85,8	67,5	Ventas a Clientes Regulados	28,4	21,5	27%	32%
68,7	54,1	Venta a Clientes Libres	22,9	20,3	27%	13%
10,3	33,9	Ventas de Energía y Potencia	7,5	16,7	(70%)	(55%)
9,5	8,2	Otros Ingresos	1,8	1,2	16%	42%
(94,3)	(88,8)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(32,9)	(32,1)	6%	3%
(4,6)	(4,3)	Peajes	(2,4)	(1,8)	7%	35%
(8,1)	(1,9)	Compras de Energía y Potencia	(0,2)	(0,0)	-	-
(73,3)	(75,1)	Consumo de Gas	(28,2)	(28,3)	(2%)	(0%)
(0,0)	(0,0)	Consumo de Diésel	0	(0,0)	(9%)	(100%)
(8,2)	(7,4)	Otros	(2,2)	(2,0)	11%	9%
80,0	74,9	MARGEN BRUTO	27,7	27,7	7%	0%
(8,4)	(7,3)	Gastos por Beneficios a Empleados	(2,8)	(2,6)	15%	5%
(6,3)	(6,8)	Otros Gastos, por Naturaleza	(2,0)	(2,5)	(8%)	(22%)
(26,8)	(26,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(9,0)	(8,9)	0%	1%
38,6	34,0	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	13,9	13,6	13%	2%
65,4	60,8	EBITDA	22,9	22,5	8%	2%

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

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 3T25 ascendieron a **US\$60,6 millones**, aumentando un 1% respecto a los ingresos registrados en 3T24, principalmente debido a (i) mayores ventas a clientes regulados, asociadas a la entrada en vigencia de un contrato con Electro Oriente y (ii) mayores ventas a clientes libres producto de la entrada en vigencia de un contrato con Distriluz bajo el régimen de cliente libre y a un incremento en el consumo del cliente Minera Volcan. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot, producto tanto de un menor volumen de ventas asociado a la menor generación registrada en el periodo y a los mayores compromisos mencionados anteriormente, como también de un menor precio promedio de venta en dicho mercado. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Sept-25 ascendieron a **US\$174,3 millones**, aumentando un 6% respecto a los ingresos percibidos a Sept-24 por US\$163,7 millones, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 3T25 alcanzaron **US\$32,9 millones**, aumentando un 3% respecto al 3T24, explicado principalmente por mayores costos de peajes, producto de ajustes tarifarios registrados durante el periodo. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Sept-25 alcanzaron **US\$94,3 millones**, aumentado un 6% respecto a Sept-24, principalmente por el aumento en compras de energía y potencia asociadas principalmente a la menor generación registrada en el periodo, parcialmente compensado por el consecuente menor costo de consumo de gas.

El **EBITDA** totalizó **US\$22,9 millones** al 3T25, aumentando un 2% respecto al 3T24, principalmente debido a menores Otros Gastos por Naturaleza explicados por menores costos de seguros operacionales. **En términos acumulados**, el EBITDA ascendió a US\$65,4 millones a Sept-25, aumentando un 8% respecto al EBITDA de US\$60,8 millones registrado a Sept-24, principalmente por los mayores ingresos por actividades ordinarias registrados. Dicho efecto fue parcialmente compensado por los mayores costos de materia prima y consumibles utilizados, mencionados anteriormente.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 3T24 y 3T25, y acumulado a Sept-24 y Sept-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
28,8	41,9	Ingresos Financieros	10,0	12,5	(31%)	(20%)
(64,6)	(53,2)	Gastos Financieros	(27,1)	(17,2)	21%	57%
4,5	3,4	Diferencias de Cambio	1,3	3,3	30%	(59%)
9,6	9,5	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,1	3,2	1%	(4%)
(48,5)	(38,5)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(18,8)	(9,8)	26%	92%
(70,3)	(36,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(31,5)	(8,0)	91%	-
195,3	276,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	29,6	107,5	(29%)	(73%)
(39,5)	(73,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(4,3)	(24,8)	(46%)	(83%)
155,9	203,0	GANANCIA (PÉRDIDA)	25,3	82,7	(23%)	(69%)
156,0	199,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	32,9	79,0	(22%)	(58%)
(0,1)	3,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(7,6)	3,7	-	-

● El **Resultado no operacional** el 3T25 presentó una pérdida de **US\$31,5 millones**, que se compara con la pérdida de US\$8,0 millones registrados en 3T24. Este incremento se explica principalmente por (i) un aumento en los gastos financieros producto de la finalización de la capitalización de intereses asociada al Parque Eólico Horizonte y (ii) al aumento en “Otras Ganancias (Pérdidas)” producto del reconocimiento de gastos vinculados al prepago parcial del Bono 2027. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a Sept-25 alcanzó una pérdida de **US\$70,3 millones**, comparado con una pérdida de US\$36,8 millones registrada al mismo periodo de 2024. Esta variación responde a menores ingresos financieros, derivados de una menor tasa de retorno sobre inversiones temporales y menores niveles de excedentes de caja en comparación con 2024, sumado a los mismos factores que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El 3T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$4,3 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$24,8 millones en 3T24. Esta disminución se explica principalmente por un menor resultado antes de impuestos registrado en el periodo, producto de (i) un menor margen operacional, (ii) mayores gastos no operacionales, descritos previamente y (iii) el efecto favorable de la apreciación del sol peruano, que generó un ajuste positivo en los impuestos diferidos de la filial Fenix Power Perú, reduciendo el gasto contable por este concepto.

En términos acumulados, a Sept-25 se registró un gasto por impuestos a las ganancias por **US\$39,5 millones**, comparado con US\$73,1 millones a Sept-24. Esta variación refleja principalmente el menor resultado antes de impuestos acumulado, afectado por mayores gastos no operacionales observados durante el año, junto con los mismos factores que explican la variación en el resultado trimestral.

● La Compañía presentó en 3T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$25,3 millones**, comparado con una ganancia de US\$82,7 millones en 3T24, principalmente debido al menor resultado tanto operacional como fuera de la operación registrado en el periodo mencionado anteriormente, parcialmente compensado por menores gastos por impuestos. **En términos acumulados**, la Compañía presentó una ganancia de **US\$155,9 millones** a Sept-25, comparado con una ganancia de US\$203,0 millones a Sept-24. Esta caída se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic-24 y Sept-25. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	Sept-25	Dic-24	Var	Var %
Activos corrientes	1.508,3	1.200,1	308,2	26%
Activos no corrientes	5.674,4	5.708,1	(33,7)	(1%)
TOTAL ACTIVOS	7.182,8	6.908,2	274,6	4%
Pasivos corrientes	292,9	370,2	(77,3)	(21%)
Pasivos no corrientes	3.577,3	3.307,6	269,7	8%
Patrimonio neto	3.312,5	3.230,4	82,1	3%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	7.182,8	6.908,2	274,6	4%

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.508,3 millones** a Sept-25, aumentando un 26% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic-24. Este aumento se explica principalmente al aumento en los niveles de caja, asociados principalmente a los fondos netos provenientes de la emisión del Bono 2035 y la recompra parcial del Bono 2027 realizadas en septiembre de 2025. Adicionalmente, se observan un aumento en Otros Activos no financieros Corrientes, explicados por anticipos a proveedores relacionados con los proyectos BESS Celda Solar y BESS Diego de Almagro Sur.

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.674,4 millones** a Sept-25, en línea respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic-24.

● **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$292,9 millones** a Sept-25, disminuyendo un 21% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic-24, debido principalmente a (i) una reducción en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, debido al menor nivel de inversiones ejecutadas al cierre del trimestre (principalmente asociadas a los proyectos BESS Celda Solar y BESS Diego de Almagro Sur) en relación con las ejecutadas a fines de 2024 (principalmente asociadas al parque eólico Horizonte) y (ii) menores Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, principalmente asociadas al pago de dividendos en mayo de este año.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.577,3 millones** a Sept-25, reflejando un aumento de un 8% respecto al cierre de Dic-24. Dicho aumento se explica principalmente por el aumento en la deuda financiera en US\$234 mm, asociada a la emisión del Bono 2035 y a la recompra parcial del Bono 2027.

● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.312,5 millones**, aumentando un 3% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic-24. El aumento se explica principalmente por el incremento en las ganancias acumuladas (+US\$169 millones) y en otras reservas (+US\$38 millones), asociado a la adquisición del 41,379% restante de participación en Inversiones Las Canteras SpA, operación mediante la cual Colbún S.A. pasó a controlar el 100% de la propiedad de Fenix Power Perú S.A.

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

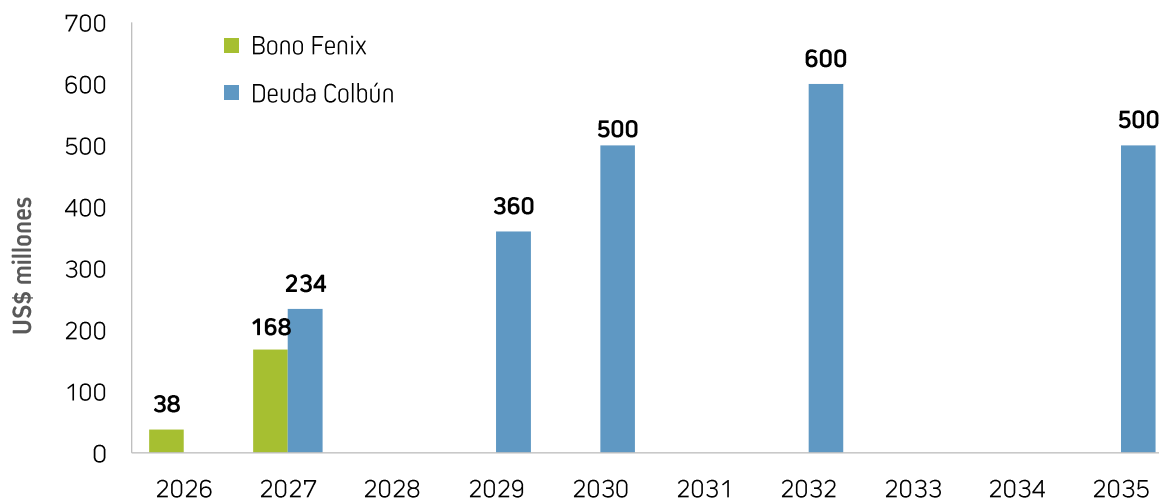
	Sept-25	Dic-24
Deuda Financiera Bruta*	2.553,6	2.298,1
Inversiones Financieras**	948,7	775,1
Deuda Neta	1.605,0	1.523,0
EBITDA LTM	618,5	642,4
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,6	2,4

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$186,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$10,0 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$80,6 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda; y (4) líneas de crédito por US\$20,0 millones.

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

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	5,9
Tasa promedio	4,7%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic-24 y Sept-25. 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	Sept-25	Dic-24	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	5,15	3,24	59%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	4,84	2,98	63%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,17	1,14	3%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	7,57%	10,06%	-25%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	92,43%	89,94%	3%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,23	5,90	-28%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	6,34%	7,96%	-20%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,91%	3,65%	-20%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	7,12%	8,03%	-11%

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 **5,15x** y **4,84x** a Sept-25, aumentando un 59% y 63%, respectivamente, respecto al valor a Dic-24. Este aumento se explica principalmente por (i) mayores activos corrientes asociados a los fondos netos provenientes de la emisión del Bono 2035 y la recompra parcial del Bono 2027 y mayores anticipos de proveedores de suministro de los proyectos de baterías, sumado a (ii) menores pasivos corrientes debido a una reducción en Cuentas por Pagar Comerciales asociado a un menor nivel de inversiones ejecutadas al cierre del trimestre, y menores Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas producto al pago de dividendos en mayo de este año.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,17x** en Sept-25, aumentando un 3% respecto al valor de 1,14x a Dic-24, explicado principalmente por el aumento de los pasivos no corrientes asociado al aumento en la deuda financiera derivada de la emisión del Bono 2035, netos de la recompra parcial del Bono 2027. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un aumento en el Patrimonio neto debido a (i) las ganancias registradas durante el periodo y a (ii) un aumento en Otras reservas producto de la adquisición de la participación en Inversiones las Canteras SpA.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Sept-25 fue de **7,57%**, disminuyendo un 25% respecto al valor de 10,06% a Dic-24, debido principalmente al aumento en pasivos no corrientes y, en menor medida, a la disminución de los pasivos corrientes, ambos efectos mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Sept-25 fue de **92,43%**, aumentando un 3% respecto al valor de 89,94% a Dic-24, debido principalmente al aumento en pasivos no corrientes mencionado anteriormente.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a Sept-25 fue de **4,23x**, disminuyendo un 28% respecto al valor de 5,90x obtenido a Dic-24. La variación se explica principalmente por el menor resultado antes de impuestos registrado en el periodo.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a Sept-25 fue de **6,34%**, disminuyendo un 20% respecto al valor de 7,96% registrado a Dic-24, explicado por una menor ganancia del ejercicio, sumado a un aumento en el Patrimonio Neto mencionado anteriormente.
- La **Rentabilidad del Activo** a Sept-25 fue de **2,91%**, disminuyendo un 20% respecto al 3,65% registrado a Dic-24, explicado principalmente por un aumento en el total de activos promedio, asociado a un aumento en los activos corrientes mencionados anteriormente.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a Sept-25 fue de **7,12%**, disminuyendo un 11% respecto del valor de 8,03% a Dic-24, principalmente producto del menor resultado operacional registrado durante el periodo, sumado a un aumento en Propiedades, Plantas y Equipos.

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		Flujo Efectivo	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
Sept-25	Sept-24		3T25	3T24	Ac/Ac	T/T
775,1	1.031,1	Efectivo Equivalente Inicial*	787,6	906,2	(25%)	(13%)
346,5	230,2	Flujo Efectivo de la Operación	92,9	150,7	50%	(38%)
72,7	(139,4)	Flujo Efectivo de Financiamiento	163,4	(46,5)	-	-
(251,5)	(171,0)	Flujo Efectivo de Inversión**	(93,5)	(81,1)	47%	15%
167,8	(80,2)	Flujo Neto del Período	162,8	23,1	-	-
5,8	(3,8)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y	(1,7)	17,9	-	-
948,7	947,1	Efectivo Equivalente Final	948,7	947,1	0%	0%

(*) El "Efectivo Equivalente" aquí presentado, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

(**) El "Flujo Efectivo de Inversión" difiere del de los Estados Financieros, ya que no incorpora el monto asociado a depósitos a plazo con vencimiento superior a 90 días y la inversión en una cartera de renta fija.

Durante el 3T25, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$162,8 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto positivo de US\$23,1 millones del 3T24.

● **Actividades de la operación:** Durante el 3T25 se generó un flujo positivo de **US\$92,9 millones**, disminuyendo un 38% respecto al flujo positivo de US\$150,7 millones al 3T24, principalmente por mayores pagos operacionales asociados a costos de trabajos de mantenimiento. **En términos acumulados**, se registró un flujo positivo de **US\$346,5 millones**, que se compara con el flujo positivo de US\$230,2 millones a Sept-24, reflejando el efecto combinado de (i) mayores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente a la incorporación de los contratos de ILAP (ii) y una mayor recaudación a clientes producto de desfases de facturación.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo positivo de **US\$163,4 millones** durante el 3T25, que se compara con el flujo negativo de US\$46,5 millones registrado al 3T24, explicado principalmente por (i) la emisión del Bono 2035 y (ii) crédito de Colbún Perú S.A. Este aumento fue parcialmente compensado por (i) el prepago parcial del Bono 2027 (US\$266 millones), (ii) la adquisición del 41,379% restante de Inversiones Las Canteras SpA, operación que se completó durante el trimestre y (iii) pago de intereses realizados durante el periodo. **En términos acumulados**, se registró un flujo positivo de **US\$72,7 millones**, que se compara con el flujo negativo de US\$139,4 millones a Sept-24, explicado por las mismas razones que afectan las variaciones trimestrales.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo negativo de **US\$93,5 millones** durante el 3T25, que se compara con un flujo negativo de US\$81,1 millones al 3T24, reflejando mayores desembolsos de CAPEX explicado por el avance en las obras de los proyectos BESS Celda Solar y Diego de Almagro Sur, sumado a pagos de cierre de contratos tras la obtención del COD del Parque Eólico Horizonte. **En términos acumulados**, se registró un flujo negativo de **US\$251,5 millones**, que se compara con el flujo negativo de US\$171,0 millones a Sept-24, explicado principalmente por los mayores desembolsos de CAPEX asociados a proyectos de almacenamiento.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 5.028 MW. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 12% 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 la energía bruta producida en el año 2025.

Capacidad Instalada (MW) al 30 de septiembre de 2025			
Tipo	Chile	Perú	Total
Solar	230	0	230
Eólica	1.055	0	1.055
Hidro	1.604	0	1.604
Renovable	2.889	0	2.889
Carbón	374	0	374
Gas	1.086	572	1.658
Diésel	108	0	108
Térmica	1.567	572	2.139
Total	4.456	572	5.028

Tipo	Chile	Perú	Total
BESS	8	0	8

7.1 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 proveniente de fuentes renovables (Eólicas, solares y de baterías), manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente, 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 de almacenamiento, eólicos, solares y de transmisión.

Proyectos de Generación y Transmisión en desarrollo en Chile

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
BESS Celda Solar	912 MWh	Baterías	Región de Arica y Parinacota	Construcción
BESS Diego de Almagro	912 MWh	Baterías	Región de Atacama	Construcción
Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (Ex Lullaillaco)	2x500 kV	Transmisión	Región Antofagasta	DIA aprobada
Celda Solar	422 MW	Solar	Región de Arica y Parinacota	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
Modificación Horizonte	180 MW	Eólica	Región de Antofagasta	DIA aprobada
Junquillos	473 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Cuatro Vientos	360 MW	Eólica	Región de los Lagos	EIA en tramitación
Central de Bombeo Paposo	800 MW	Almacenamiento	Región Antofagasta	Suspendido

● **Proyecto BESS Celda Solar (912 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de 228 MW por 4 horas. La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de una extensión de 3,5 km, conectándose a la nueva subestación Roncacho, mismo sistema de transmisión proyectado para el parque.

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación en 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 el BESS y un proyecto fotovoltaico se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 1T24.

La Compañía firmó un contrato de suministro de baterías con el fabricante Tesla.

Al 3T25 el avance del proyecto es de un 46%, relacionado principalmente con la llegada de la totalidad de los megapacks de baterías a terreno, el término de las fundaciones y avances en la construcción de las subestaciones Chaca, Roncacho y la línea de transmisión.

● **Proyecto BESS Diego de Almagro (912 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de una capacidad máxima de 912 MWh en las instalaciones del parque fotovoltaico Diego de Almagro (212 MW). La evacuación de la energía será por la infraestructura existente del parque fotovoltaico.

Durante el 1T25 se obtuvo la decisión final de inversión y la Compañía firmó un contrato de suministro de baterías con el fabricante Canadian Solar.

En el 3T25 se inició el proceso de construcción del proyecto, reportando un avance de un 3%. Durante el trimestre, se continuó con el desarrollo de ingeniería, se inició la construcción de las instalaciones de faenas y las obras del cierre perimetral del proyecto.

● **Proyecto Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (500kV):** El proyecto corresponde a 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 Parinas – 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 Don Eduardo. La Subestación se ubicará en la Provincia de Taltal, Región de Antofagasta, a unos 170 kms. al sur de Antofagasta.

Con fecha 24 de junio, el SEA de la Región de Antofagasta emitió el RCA favorable del proyecto.

Durante el 3T25 se inscribieron en el Conservador de Bienes Raíces las servidumbres de la Subestación y camino de acceso. Se continuó con el avance de los contratos de ingeniería de detalle y suministro de equipos principales, además de licitaciones de otros contratos.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico Celda Solar (422 MW):** El proyecto consideraría la instalación de un parque de generación de energía solar que contaría con una capacidad instalada máxima de 422 MW, en las instalaciones del proyecto de baterías que se encuentra en construcción. 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 utilizaría un área total de aproximadamente 960 ha.

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

El Estudio de Impacto Ambiental para el BESS y el proyecto fotovoltaico se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 31 de enero de 2024.

Al 3T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Inti Pacha I, II y III (925 MW + 2.000 MWh):** Este proyecto se encuentra ubicado a aproximadamente 75 km al este de Tocopilla, en la comuna de María Elena de la Región de Antofagasta, y utilizaría un área total de aproximadamente 1.000 ha.

El proyecto consideraría 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, además, considera un sistema BESS que tendrá una capacidad de almacenamiento de hasta 1.000 MWh, que sería 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.

Al 3T25, se mantiene 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 consideraría 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 de 1.500 GWh. Adicionalmente, considera un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías BESS de hasta 1.000 MWh. El 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 utilizaría un área total de aproximadamente 1.000 ha.

La energía generada sería 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 3T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Modificación del Parque Eólico Horizonte (180 MW):** La ampliación contemplaría la instalación de hasta 24 nuevos aerogeneradores, con una potencia nominal máxima de 7,5 MW cada uno, lo que agregaría hasta 180 MW adicionales a su capacidad de generación. Esta ampliación permitiría aumentar en hasta 20% la capacidad instalada del parque original que hoy está en operación, alcanzando 996 MW.

En el 1T24 se ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) la DIA del proyecto de ampliación del Parque Eólico Horizonte, la cual fue aprobada en 2T25.

Durante el 3T25 se avanzó con la revisión de ingeniería básica y la revisión de ofertas para suministro de aerogeneradores.

● **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, Región del Biobío. Contemplaría la instalación de un máximo de 63 aerogeneradores (de hasta 7,5 MW cada uno), lo que se traduciría en una potencia instalada de hasta 473 MW.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de 12 km hasta la S/E Mulchén 220 kV.

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, y en el 4T24, la Adenda 2.

Durante el 3T25, se continuó con la licitación de los aerogeneradores y tramitación de concesión eléctrica para la línea de transmisión. La autoridad solicitó ingresar la Adenda 3 en octubre para completar la agenda con las comunidades.

● **Proyecto Eólico Cuatro Vientos (360 MW):** Está ubicado en la comuna de Llanquihue de la Región de los Lagos. Contemplaría 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 y un factor de planta del 25%.

El sistema de transmisión del Proyecto consideraría la construcción de la Subestación Elevadora Cuatro Vientos 33/220 kV y una Línea de Transmisión Eléctrica (LTE) de simple circuito de 15 km que se conectaría 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.

Durante el 3T25 se realizó el ingreso de la Adenda 1 del EIA.

● **Proyecto Central de Bombeo Paposo (800 MW):** El proyecto “Central de Bombeo Paposo” consistiría 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 operaría con agua desalada obtenida desde una planta desalinizadora de osmosis inversa que se habilitaría a aproximadamente a 5,2 km al norte de la caleta Paposo.

La Central de Bombeo estaría compuesta por dos embalses conectados entre sí por una tubería de aducción e impulsión, donde se impulsaría el agua desde el embalse inferior ubicado en la zona costera hasta el embalse superior localizado en el farellón costero. De esta manera, se acumularía 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 sería 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 proyecto continúa suspendido durante el 3T25, evaluando opciones para un eventual ingreso al SEIA. En este contexto se continúa con la preparación del EIA, realización del inicio de la Participación Ciudadana Temprana (PCT) y entrevistas planificadas a miembros de las Organizaciones Sociales y Grupos Humanos Indígenas.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 3T25, 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.

Proyectos de Generación en desarrollo en Perú

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (máx)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Bayóvar	660 MW	Eólica	Departamento de Piura	EIA aprobado
Algarrobal	400 MW	Solar	Departamento de Moquegua	EIA en tramitación
Tres Quebradas	238 MW	Eólica	Departamento de Arequipa	EIA en tramitación
Naylamp	238 MW	Eólica	Departamento de Lambayeque	EIA en tramitación
Pampas	315 MW	Eólica	Departamento de Ica	Permisos previos EIA

● **Proyecto Eólico Bayóvar (660 MW):** El Proyecto Bayóvar consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada cercana a 660 MW a construirse en 2 fases. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 8.800 ha de propiedad privada.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería 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 aprobó el 1T25 por parte del SENACE.

Al 3T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Algarrobal (400 MW):** El Proyecto Algarrobal consideraría la instalación de un parque de generación solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 400 MW a construirse en 2 fases. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 760 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería 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 (EIA) por la primera fase del proyecto (250 MW) se ingresó a tramitación el 3T24.

Al 3T25, se ha completó la subsanación de persistencias al expediente del EIA, para revisión del Ministerio de Energía y Minas.

● **Proyecto Eólico Tres Quebradas (238 MW):** El Proyecto Tres Quebradas consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 3.600 ha de propiedad del Estado Peruano.

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

La preparación del Estudio de Impacto Ambiental se encuentra suspendida por el momento, dado la necesidad de revisión del layout del proyecto.

● **Proyecto Eólico Naylamp (238 MW):** El Proyecto Naylamp consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 3.950 ha de propiedad privada.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería 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.

Al 3T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Eólico Pampas (315 MW):** El Proyecto Pampas consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada máxima de 315 MW. Este proyecto se encuentra ubicado a 80 km al suroeste de la ciudad de Ica, en el distrito de Santiago en el departamento de Ica, y utilizaría un área total de aproximadamente 10.000 ha de propiedad estatal.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería una extensión aproximada de 38 km, conectándose en 220 kV a la futura subestación Colectora, la cual fue adjudicada en junio de 2024 por Proinversión.

El 1T25, se aprobaron por parte del Ministerio de Energía y Minas los Términos de Referencia y el Plan de Participación Ciudadana del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto.

El 3T25 se completó el levantamiento de la línea base ambiental como parte de la elaboración del EIA.

7.2 Gestión de Riesgo

A. Modelo de Gestión de Riesgo

El modelo de Gestión de Riesgo está diseñado para resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, mediante la identificación y gestión de las fuentes de incertidumbre que puedan impactarla. Este modelo aborda tanto los riesgos estratégicos que amenazan la sostenibilidad, como aquellos que podrían afectar las operaciones y los proyectos futuros de la organización. Además de proteger las actividades operativas, tiene como objetivo maximizar las oportunidades de negocio y garantizar el cumplimiento de las obligaciones regulatorias y legales.

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos, los cuales se han clasificado en:

1. Riesgos del negocio eléctrico
2. Riesgos de construcción de proyectos

3. Riesgos financieros
4. Riesgos regulatorios
5. Riesgos medioambientales
6. Riesgos sociales
7. Riesgos de gobernanza

Este modelo se basa en la Norma ISO 31000:2018 y cuenta con un marco de gobierno y estructuras organizacionales adecuadas para la gestión del riesgo, con roles y responsabilidades claramente definidos, logrando una cultura de conciencia organizacional. La Compañía también dispone de un Comité de Riesgos que sesiona cada dos meses con el propósito de detectar, cuantificar, monitorear y comunicar los riesgos de la organización. Este comité está conformado por el Gerente General, los principales ejecutivos y el Presidente del Directorio, actuando como secretario el Gerente de Riesgos. Además, otros directores pueden participar según las necesidades y el Gerente General informa al Directorio los principales temas del Comité de Riesgo para su discusión y análisis.

B. Factores de riesgo

B.1. Riesgos del negocio eléctrico

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible, comprometiendo volúmenes a través de contratos que maximicen la rentabilidad a largo plazo de su base de activos y reduzcan la volatilidad de sus resultados. No obstante, estos resultados presentan una variabilidad estructural debido a riesgos asociados a condiciones exógenas como la hidrología, disponibilidad de recursos solares y eólicos, los precios de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón), así como eventos de mantenimiento no programado y fallas en los activos.

Para mitigar estos riesgos, la Compañía busca equilibrar sus fuentes de generación en el largo plazo procurando costos eficientes. Además, ante déficit o superávit de generación, se recurre al mercado spot, permitiendo comprar o vender energía a costo marginal. Asimismo, se monitorean las condiciones hidrológicas y se gestionan inventarios de combustible para garantizar continuidad operativa, minimizando impactos financieros y asegurando el cumplimiento contractual.

Los principales riesgos son:

1. Riesgo hidrológico
2. Riesgo de precio de combustibles
3. Riesgo de suministro de combustibles
4. Riesgos de fallas en equipos y mantención
5. Riesgos comerciales
6. Riesgos de construcción de proyectos
7. Riesgos regulatorios

B.1.1. Riesgo hidrológico

Chile

La sequía que afecta al país desde la década pasada ha reducido significativamente las precipitaciones y los caudales de los ríos, especialmente en las zonas central y norte. Aunque en los últimos dos años algunas regiones han experimentado alivios parciales, el fenómeno persiste. Además, el país ha enfrentado eventos climáticos extremos, como temporales e inundaciones, que han causado daños en diversas comunidades.

En abril 2025 comenzó el año hidrológico 2025-2026, el cual en septiembre 2025 ya tiene 6 meses transcurridos. Este año ha presentado déficits en las precipitaciones respecto de un año medio en las principales cuencas del SEN, con excepción del Chapo. Asimismo, la energía afluente refleja una Probabilidad de Excedencia del 94%. A continuación, se detallan tablas comparativas de precipitaciones.

Precipitaciones año hidrológico abr25-mar26 hasta septiembre 2025		
Cuenca/Zona	Superávit/déficit c/r a año medio	Superávit/déficit c/r a año 2024
Aconcagua	-114 mm (-32%)	-110 mm (-30%)
Maule	-785 mm (-40%)	-505 mm (-30%)
Laja	-391 mm (-22%)	-557 mm (-33%)
Bio Bío	-460 mm (-18%)	-469 mm (-19%)
Chapo	-2 mm (+1%)	+195 mm (+9%)

Perú

En septiembre 2025 terminó el año hidrológico (Oct24-Sept25) donde, al tercer trimestre del 2025, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 5,35%, siendo 19,40% el valor registrado el año 2024.

En 3T25 la demanda eléctrica aumentó en 1,36% en relación con el mismo período del año 2024, debido al incremento de demanda vegetativa. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 3T25 se registró un incremento de la demanda eléctrica de un 0,59%.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 3T25 alcanzó US\$28,8/MWh, en contraste con los US\$24,4/MWh registrados en el 2T25, incremento explicado por una menor disponibilidad de recursos renovables.

B.1.2. Riesgo de precios de combustibles

Chile

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe recurrir principalmente a sus plantas térmicas o realizar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Esta situación genera un riesgo asociado a las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles. Para mitigar el impacto de variaciones significativas e imprevistas en el precio de los combustibles, la Compañía implementa programas de cobertura mediante diversos instrumentos derivados, tales como opciones que permiten fijar el precio del combustible a un valor previamente acordado. En el caso contrario, cuando se presenta una hidrología favorable, la Compañía podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot, cuyo precio estaría parcialmente influenciado por los costos de los combustibles. No obstante, en este escenario, la Compañía adoptaría una posición vendedora, lo que reduce su exposición a las variaciones en los precios de los combustibles.

Perú

En Perú, el costo del gas natural está menos vinculado a los precios internacionales debido a la considerable oferta doméstica de este recurso, lo que contribuye a limitar la exposición a dicho riesgo. Al igual que en Chile, la porción de costos sujeta a variaciones en los precios internacionales se ve mitigada mediante el uso de fórmulas de indexación en los contratos de venta de energía. En consecuencia, la exposición al riesgo derivado de las variaciones en los precios de los combustibles se encuentra parcialmente mitigada.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

Suministro de Gas

Chile

La Compañía mantiene, desde el año 2018, un contrato con Enap Refinerías S.A. ("ERSA") que contempla una capacidad para la operación de dos unidades de ciclo combinado durante parte del primer semestre de cada año, período caracterizado por una menor disponibilidad de recursos hídricos. Adicionalmente, el contrato permite acceder a volúmenes adicionales de gas natural mediante compras en el mercado spot.

Dada la anticipación con la que hay que nominal GNL y las condiciones que se observaban a fines de 2024, se decidió no nominar GNL para el año 2025. De esta manera, el suministro de gas para este año se ha gestionado mediante contratos de suministro interrumpible con Gas Natural Argentino, compras spot de GNL y con los acuerdos de transporte de gas con los gasoductos de Electrogas y Gas Andes Chile.

Esta modalidad contractual implica que el flujo de gas puede ser suspendido ante situaciones de alta demanda interna y/o limitaciones en la infraestructura de transporte. Así, desde febrero a la fecha se han registrado algunas restricciones en las entregas de gas natural debido a mantenimientos en el sistema de gasoductos operado por Transportadora de Gas del Norte (TGN) en Argentina. Estas intervenciones afectaron la capacidad de exportación de gas natural hacia Chile. La situación se agudizó a fines de junio, cuando una ola polar impactó fuertemente el centro de Argentina, especialmente en Buenos Aires, provocando un aumento en la demanda interna de gas. Esta alza en el consumo interno coincidió con fallas operativas en algunos yacimientos productores, lo que generó una reducción adicional en la disponibilidad de gas para exportación.

Perú

En Perú, Fenix cuenta con contratos de suministro de Gas Natural de largo plazo hasta el año 2029, con el consorcio ECL88 (conformado por Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol), además de acuerdos de transporte de gas suscritos con TGP.

Suministro de Carbón

Chile

En Chile las adquisiciones de carbón para la central térmica Santa María se llevan a cabo a través de procesos de licitación, siendo el último realizado en agosto de 2023. En dichos procesos se invita a los principales proveedores internacionales, adjudicándose el suministro a empresas consolidadas que cuenten con respaldo tanto físico como financiero. Estas acciones se ejecutan en el marco de una política de compras anticipadas y una gestión estratégica de inventarios, con el propósito de mitigar de manera el riesgo de desabastecimiento de este combustible.

Perú

En Perú no se cuenta con centrales a carbón.

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 comerciales

En línea con nuestra visión de ser un socio estratégico para nuestros clientes, hemos continuado consolidando nuestra posición en el mercado mediante la firma de nuevos contratos de suministro eléctrico, fortaleciendo así nuestro portafolio comercial. Estos acuerdos, orientados principalmente a clientes libres, se han estructurado con foco en la entrega de energía continua, proveniente en su mayoría de fuentes renovables, y con condiciones competitivas que aportan valor a largo plazo.

Adicionalmente, hemos incrementado de forma sostenida la inyección de energía renovable al sistema eléctrico nacional, contribuyendo al cumplimiento de metas de sostenibilidad tanto propias como de nuestros clientes. Esta estrategia no solo refuerza la confiabilidad del suministro, sino que también nos permite acompañarlos en sus desafíos de descarbonización y en el fortalecimiento de su posicionamiento en un entorno regulatorio y competitivo cada vez más exigente.

Chile

Durante el 2025, se han firmado en Chile contratos de venta de energía con 68 clientes por 693 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destacan el contrato de energía renovable con Aguas Andinas S.A., por 311 GWh anuales a partir de 2026 y con una duración de 8 años; el contrato con Parque Arauco S.A., por 150 GWh anuales a contar de enero de 2026 y

por un periodo de 4 años; y el contrato con Grupo SMU, por 60 GWh anuales desde marzo de 2025, también con vigencia de 4 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.

Perú

Hasta el tercer trimestre del 2025, se adjudicaron en Perú, contratos de suministro con 22 clientes por 55.4 MW anuales. Las adjudicaciones más importantes fueron la renovación por 5 años con nuestro cliente minero Operadores Concentrados Peruanos (15 MW) y la renovación por 4 años con nuestro cliente Peruana de Moldeados (13.7 MW).

B.1.6. Riesgos de construcción de proyectos

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha participación y empoderamiento por parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Las frecuentes modificaciones en el marco regulatorio ambiental incluyendo nuevas exigencias e incertidumbre han hecho que se presente una mayor complejidad para el desarrollo de proyectos considerando que los procesos y plazos de tramitación ambiental se han hecho más inciertos. Esto conlleva a un aumento en los costos de desarrollo de proyectos, lo cual ha resultado en un des aceleramiento en la construcción de proyectos de tamaños relevantes.

El desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado por factores tales como:

1. Retrasos en la obtención de permisos
2. Modificaciones al marco regulatorio
3. Judicialización
4. Aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra
5. Oposición de grupos de interés locales e internacionales
6. Condiciones geográficas imprevistas
7. Desastres naturales
8. Accidentes u otros imprevistos
9. Dificultades logísticas
10. Incertidumbre económica global producto de las políticas arancelarias

Colbún tiene cómo 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.

Dicho esto, la exposición de la Compañía a los riesgos mencionados anteriormente se gestiona a través de:

1. Política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos.
2. 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.
3. Consideración de contingencias en las estimaciones de plazo y costos de construcción.
4. Política de Relacionamiento temprano con comunidades y grupos de interés locales.
5. Seguimiento periódico en diferentes instancias como Comité de Proyectos y de Desarrollo, y sus recomendaciones y observaciones son presentadas por el Gerente General en las sesiones del Directorio.
6. Instrumentos financieros como coberturas.
7. Políticas y Procedimientos internos para el seguimiento de los riesgos.
8. Procedimientos internos para gestión de proyectos.

B.1.7. 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

En esta sección se presentan las leyes que fueron publicadas y promulgadas en el periodo del tercer trimestre de 2025:

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales	Las 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 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.	Publicada en el Diario Oficial el 29 de septiembre 2025.
Proyecto de Ley que establece incentivos tributarios a la producción de Hidrógeno Verde y sus derivados	• El proyecto busca fomentar la demanda local y reducir la brecha de costos entre el H2V y los combustibles fósiles. • El incentivo principal consiste en un crédito tributario transitorio contra el impuesto de primera categoría, que podrán utilizar las empresas que adquieran H2V o sus derivados producidos en Chile para sus procesos productivos internos. Este beneficio se otorgará mediante licitaciones anuales competitivas entre 2025 y 2030, priorizando a los productores que soliciten un menor beneficio por kilogramo de H2V. • Además, se crea un estatuto tributario especial para los productores de H2V que se instalen en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, con el fin de homogeneizar el tratamiento fiscal en la región. Estas empresas estarán exentas del impuesto de primera categoría y de IVA en la importación de bienes de capital, pero deberán anticipar el pago de la contribución regional y no recibirán otras bonificaciones por producción o venta. • El gasto tributario total proyectado por este proyecto de ley asciende a 2.800 millones de dólares, asignados entre 2025 y 2030, y se estima que implicará menores ingresos fiscales de hasta \$321.516 millones de pesos anuales entre 2030 y 2040.	Proyecto ingresado en agosto 2025. El 07 de octubre se ingresaron indicaciones y se votó en general y particular, despachándose a Sala de Diputados.
Proyecto de Ley de Subsidio Eléctrico y Perfeccionamiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)	Las principales medidas del proyecto son: • <u>Aumentar la cobertura del subsidio eléctrico a través de tres mecanismos de financiamiento:</u> (1) sobretasa transitoria al impuesto de emisiones CO₂, (2) mayor recaudación por IVA Neto, y (3) un aporte fiscal adicional. • <u>Disminuir las tarifas eléctricas:</u> creación de una bolsa de 500 GWh 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). • <u>Perfeccionar facultades de la SEC:</u> posibilidad de que los fiscalizados propongan planes de acción y elevar monto de compensaciones automáticas no autorizadas.	Este proyecto se encuentra en segundo trámite constitucional en el Senado, en la Comisión de Hacienda. Se está realizando la votación en particular en la Comisión Hacienda.

Proyecto de Ley Fortalecimiento Institucionalidad Ambiental	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.	El 14 de enero de 2025 el PdL fue despachado a la Comisión de Hacienda para que se traten las materias de su competencia, pero no ha tenido avances en la comisión.
Proyecto de Ley que Regula la Construcción de Aerogeneradores	El proyecto de ley establece nuevas exigencias para la construcción de aerogeneradores, abordando aspectos ambientales, técnicos, territoriales y sociales. Sus principales propuestas son: - Establece compensación de 169 UF por turbina a las comunidades, preferentemente para mejoras urbanas. Establece una compensación adicional de 200 UF por turbina por el uso de zonas de seguridad. - Prohíbe proyectos en suelos tipo 1 y 2. En suelos tipo 3 y 4 se requiere certificado municipal, informe favorable de DOH y autorización del SAG. - Obliga a mantener una zona de seguridad de al menos 5 veces la altura de la torre más alta, con un mínimo de 500 metros. - Limita la vida útil de los aerogeneradores a 15 años, con exigencias de mantenimiento y responsabilidad por daños. - Regula el efecto de sombra parpadeante como impacto ambiental, limitándolo a 30 minutos diarios o 30 horas mensuales. - Se exige EIA obligatorio para todos los proyectos eólicos.	Este proyecto se encuentra en primer trámite constitucional en la Cámara de Diputados, específicamente en la Comisión de Medio Ambiente. A la fecha no ha tenido avances.
Proyecto de Ley de Uso de Agua de Mar para Desalinización	Propone un nuevo marco normativo para la concesión o destinación de Desalación, categorizándola como una concesión marítima especial. Sus fundamentos son: - Crea una concesión y destinación de desalinización de agua de mar para la desalinización y uso del borde costero. - Derecho de constituir o imponer servidumbres legales para la conducción de agua de mar y desalinizada. - Elaboración de una Estrategia Nacional de desalinización para orientar el desarrollo sostenible de los proyectos - Modificación a otros cuerpos legales para una mejor implementación de este nuevo marco regulatorio.	El PdL fue despachado a Sala, donde se pidió segunda discusión.

Otros Anuncios Regulatorios Relevantes

En esta sección se presentan los anuncios de regulaciones relevantes para Colbún, tanto para su negocio principal como para los temas de crecimiento.

Título	Detalle	Estado Actual
Reglamentos de Transmisión (DS37 y DS10)	El trabajo reglamentario pendiente para la modificación de estos reglamentos se centra en 3 ejes: - Coherencia: Incorporación de materias reguladas en las Resoluciones Exentas CNE 98, 99, 100 y 156, del año 2025. - Materias pendientes de la Ley 21.721: Por un lado, se tiene la propuesta de obras de transmisión en el Sistema de Transmisión Zonal por PMGD. Por otro lado, se tiene la propuesta y financiamiento de Obras de Transmisión por generadoras. Oportunidad de perfeccionamiento: Planificación de la Transmisión, Acceso Abierto, Calificación y Valorización.	En Desarrollo – Hasta el 13 de octubre estarán en consulta pública los reglamentos.
Modificación Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	Se introducen estándares de robustez del SEN, que se basan en los resultados del estudio de Requerimientos de Robustez del SEN, que el Coordinador deberá realizar anualmente. Por otro lado, se introducen nuevos conceptos y exigencias para instalaciones basadas en convertidores, en conjunto con robustez de tensión y robustez de frecuencia. Además, se introducen 2 nuevos anexos técnicos: <i>Metodología para determinar requerimientos de robustez.</i> <i>Exigencias mínimas para instalaciones basadas en convertidores.</i>	En Desarrollo – El 18 de agosto concluyó el plazo de consulta pública. La Comisión Nacional de Energía se encuentra revisando las observaciones enviadas por los agentes de mercado.
Reglamento de PMGD (DS88)	Las modificaciones se centran en 4 ejes: - Sistemas de monitoreo y control: cada PMGD debe implementar su sistema de monitoreo y control, los cuales deben integrarse al SITR del CEN y al CC de la distribuidora - Operación en tiempo real: Se indican los principios para la aplicación de recortes y otras instrucciones operativas de los PMGD. - Mecanismo de estabilización: se define un nuevo mecanismo, basado en el precio básico de la energía por bloque horario sin ajuste de banda de mercado, con reliquidación anual.	En Desarrollo – El 13 de agosto concluyó el plazo de consulta pública. El Ministerio de Energía publicó las respuestas a las observaciones el martes 16 de septiembre.

	Procedimiento de conexión: Se modifican los plazos de los hitos que componen este procedimiento, con el objetivo de reflejar los tiempos reales de tramitación.	
Modificación Reglamento SEIA	La segunda fase de la reforma al Decreto Supremo N°40, de 30 de octubre de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente que "Aprueba reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental" ("RSEIA") busca actualizar el listado de tipologías de proyectos o actividades, en función de las cuales se determina el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental ("SEIA"), y la regulación de los permisos ambientales sectoriales ("PAS"), en torno a su clasificación, evaluación y otorgamiento.	Publicado – El 15 de julio se publicó el documento.
Reglamento Coordinación de la Operación (DS125)	Las modificaciones al Reglamento de Coordinación de la Operación se centran en 4 ejes: - Coordinación de la Operación: Incluye la automatización del despacho, modificaciones a las prorratas de generación, además de trazabilidad y mejora continua en procesos CEN. - Nuevas tecnologías: Se incluye en el reglamento la operación de los sistemas de generación-consumo. Se proponen reglas de programación y operación para los sistemas de almacenamiento. - Mercado de corto plazo: Para resguardar los procesos de cálculo y ejecución de garantías se incluyen modificaciones a la cadena de pagos. - Conexión y Desconexión de Centrales: Se actualiza proceso de declaración en construcción y el retiro anticipado de centrales.	En Desarrollo – El 11 de julio el Ministerio de Energía publicó las respuestas a las observaciones realizadas en la consulta pública.
Zonificación Borde Costero – Antofagasta	El 22 de mayo inició el proceso de Consulta Pública de la Resolución Exenta que inicia la elaboración de la Zonificación del Borde Costero de Antofagasta. Este es un instrumento de ordenamiento territorial de carácter indicativo que establece usos preferentes del litoral regional para orientar las decisiones de la autoridad. En términos prácticos: - Define zonas preferentes para actividades productivas, turísticas, de conservación, entre otras. - Es vinculante para el otorgamiento de concesiones marítimas. - Opera en conjunto con otros instrumentos de planificación territorial. - Busca compatibilizar las múltiples actividades del borde costero, considerando su carácter dinámico. Esta zonificación abarcará desde Tocopilla hasta Taltal, incluyendo una franja terrestre de aproximadamente 16 km de ancho promedio más las 12 millas náuticas marítimas.	En Desarrollo – No se han tenido novedades sobre la versión definitiva del documento.

Perú

Leyes Promulgadas

Título	Detalle	Estado Actual
Ley N° 32.249 la cual modifica la Ley N° 28.832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica	Las principales modificaciones son las siguientes: - Servicios Complementarios: se incluyen como agentes de mercado a los proveedores de servicios complementarios, los cuales deberán contar con un título habilitante. Asimismo, la operación y administración de este mercado serán reglamentados por el MINEM. Por otra parte, la entrada del mercado de servicios complementarios será el 1 de enero del 2026 y se asigna la responsabilidad del pago del servicio a quien genere la inestabilidad. - 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. Además, incorpora plazos de licitación (corto, mediano y largo), con un máximo de 15 años. - Se establece una nueva referencia para la tarifa en barra, licitaciones en sistemas aislados y adecuación de contratos y normas para aplicar la ley.	Publicado – El 19 de enero de 2025 se publicó en el Diario "El Peruano". Tras la modificación, el MINEM asumió la elaboración de los siguientes reglamentos: <u>Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados</u>: El 09 de abril de 2025 presentó un proyecto reglamento, abierto a comentarios de los agentes. Actualmente, el MINEM se encuentra evaluando estos aportes, sin fecha definida para la versión final. <u>Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios</u>: El MINEM adjudicó en junio de 2025 el desarrollo del reglamento a la consultora Grupo Mercados Energéticos, el cual se encuentra en elaboración. Además, se prevé que en setiembre se realice la prepublicación del reglamento.

Estos reglamentos son necesarios para la implementación efectiva de la ley.

Principales Novedades en Proyectos de Ley (PdL) en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
PdL que establece condiciones para el acceso de la Micro y Pequeñas Empresas (MYPE) al mercado libre de electricidad	Se propone el acceso gradual al mercado libre de electricidad para las MYPE, a través de los siguientes rangos de máxima demanda anual de cada punto de suministro: - Mayor a 150 kW y hasta 2.500 kW: durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2027. - Mayor a 100 kW y hasta 2.500 kW: durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2028 y el 31 de diciembre de 2029. - Mayor a 50 kW y hasta 2.500 kW: a partir del 1 de enero de 2030. Asimismo, se plantea fomentar la asociatividad entre MYPEs ubicadas en una misma zona o circuito eléctrico, promoviendo que se agrupen para negociar conjuntamente su suministro eléctrico, siempre que su demanda agregada supere los 2,500 kW.	El 28 de mayo de 2025 el PdL fue observado por la Presidencia de la República y, en consecuencia, ha sido devuelto a la comisión de energía y minas del congreso para su reanálisis. Actualmente se encuentra en dicha comisión.
PdL que promueve la generación de energía nuclear y la instalación de reactores modulares pequeños (SMR)	Entre los aspectos claves del Proyecto de Ley: - Se establece un marco regulador para promover la energía nuclear y la instalación de reactores SMR. - El MINEM, el Ministerio del Ambiente (MINAM) y el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) liderarán las acciones para evaluar la viabilidad de los reactores SMR, asegurando el cumplimiento de normas ambientales y de seguridad nuclear. - El MINEM fomenta la participación de la inversión privada en un régimen de libre competencia para el desarrollo de los proyectos de SMR que utilicen energía nuclear para la generación eléctrica. - Se autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) realizar las gestiones necesarias para el financiamiento de los proyectos que sean determinados viables en coordinación con las entidades involucradas.	El 29 de abril de 2025, el PdL fue observado por el Presidente de la República y retornó a la Comisión de Energía y Minas. Con las modificaciones incorporadas según las observaciones, se elaboró un nuevo dictamen que fue incluido en la Agenda del Pleno el 13 de junio de 2025, donde permanece a la espera de debate.
PdL que modifica el porcentaje de participación de los trabajadores en las utilidades de las industrias eléctricas	Sus principales propuestas son: - Elevar el porcentaje de participación de utilidades de los trabajadores en este sector, actualmente del 5% al 10% de manera progresiva. - Modificación en la fórmula de distribución del monto asignado a los trabajadores.	Aprobado en primera votación el 21 de marzo de 2025. Actualmente, el proceso está temporalmente suspendido debido a pedidos de reconsideración presentados por miembros del congreso antes de la segunda votación, la cual no tiene fecha definida.
PdL que declara de interés nacional y de necesidad pública la creación de la provincia energética de la Convención	Propone declarar de interés nacional y de necesidad pública la creación de la provincia constitucional energética de la Convención, con el propósito de consolidarla como eje estratégico del desarrollo energético del país y asegurar un modelo de gestión sostenible, descentralizado e inclusivo. Entre sus medidas principales es priorizar el gas de Camisea y el impuesto de energías renovables.	El 27 de agosto de 2025 el PdL ingresó a la Comisión de Energía y Minas para su análisis. Actualmente se encuentra en dicha comisión.

Principales Novedades en Decretos Supremos

Título	Detalle	Estado Actual
Definen Horas Punta del SEIN para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras	Anteriormente, el periodo de horas punta del SEIN comprendía entre las 17:00 y las 23:00 horas; sin embargo, a partir del 1 de junio de 2025, se aplicará un nuevo horario, definido entre las 18:00 y las 23:00 horas, el cual tendrá vigencia hasta el 31 de mayo de 2029.	Publicado – El 31 de mayo de 2025 se publicó en el Diario “El Peruano”.
Proyecto que modifica el Reglamento de la Ley N° 27.446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)	Se prepublicó el proyecto de “Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley N° 27.446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, con el objetivo de armonizar el marco normativo y desarrollar algunos aspectos del SEIA, de tal manera que exista coherencia normativa y se eviten las divergencias que puedan existir entre los diferentes cuerpos legales que regulan la misma materia. Además, de implementar medidas especiales para fomentar el avance de los proyectos.	El 23 de mayo de 2025 se publicó dicha modificación. A la fecha, el MINEM se encuentra revisando los comentarios recibidos por los agentes.
Proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos	El MINEM publicó el proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, con el objetivo de permitir que, mediante el uso de GNC o GNL se pueda abastecer redes de distribución ubicadas en zonas alejadas del sistema de transporte o distribución convencional. De esta forma, la medida busca ampliar el acceso al gas natural en más regiones del país.	El 31 de julio de 2025 se publicó dicha modificación. A la fecha, el MINEM se encuentra revisando los comentarios recibidos por los agentes.

Otros Aspectos Regulatorios Relevantes

Título	Detalle	Estado Actual
Modificación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados	Este proyecto propone eliminar la exoneración de presentar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) a las centrales de Recurso Energéticos Renovables No Convencionales. Además, cabe destacar las siguientes disposiciones complementarias del proyecto de modificación: - La obligación mencionada no será aplicable para las centrales RER que cuenten con PPAs derivados de una subasta OSINERGMIN hasta su vencimiento. - Se establece un plazo de adecuación: un año para centrales RER en operación contados a partir de la aprobación de los procedimientos técnicos por parte del COES y seis meses a partir de la puesta de operación comercial para los proyectos en construcción con concesión definitiva.	El 25 de noviembre de 2024 se publicó dicha modificación. A la fecha, MINEM se encuentra revisando los comentarios recibidos por los agentes.
Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia”	Busca proponer mejoras que permitan facilitar y promover el cumplimiento de la RPF por los agentes. - Cambios en la metodología de cálculo del cargo por incumplimiento de RPF. - Cambios en la metodología de cálculo del factor de cumplimiento (FaC), con el cual se distribuye incentivos al cumplimiento de RPF. - Mayores facilidades para realizar la delegación del servicio de RPF entre agentes. - Menores restricciones de ubicación y capacidad de los proyectos de equipos para RPF.	El 14 de agosto de 2025, el OSINERGMIN dispuso la publicación para comentarios, del proyecto de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 hasta el 14/09. Actualmente, se encuentra a la espera de la opinión del COES con respecto a los comentarios de los agentes.

Título	Detalle	Estado Actual
Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 22 “Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia”	Entre las principales modificaciones propuestas, se destaca que la asignación de los pagos por RSF debe incorporar el criterio de “causalidad”, es decir, debe pagar el servicio quien origina su necesidad. Además, incluye que las nuevas tecnologías puedan brindar RSF, entre otras modificaciones.	El 14 de agosto de 2025, el OSINERGMIN dispuso la publicación para comentarios, del proyecto Actualmente, se encuentra a la espera de la opinión del COES con respecto a los comentarios de los agentes.
Prepublicación del Procedimiento para Licitaciones de Suministro de Electricidad en el marco de la Ley N° 28.832	En el marco de la propuesta del nuevo Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados, se ha derivado a Osinergmin la responsabilidad de adecuar normativamente los procedimientos asociados a las licitaciones. Entre las principales modificaciones propuestas se incluyen: • Se definen los bloques horarios, tal como se encuentra la regulación tarifaria actual para usuarios finales. • Se priorizan las licitaciones de largo plazo, y solo si es necesario, se aprueban licitaciones de mediano y corto plazo. • Se incorpora al modelo de contrato de suministro la opción de traspaso de excedentes. • Se propone modificar los indicadores para las fórmulas de actualización de las licitaciones que se aplica a los precios de energía. • Se define la coexistencia de los contratos vigentes con los nuevos contratos.	El 06 de mayo de 2025 presentó una propuesta preliminar, abierta a comentarios de los agentes. Actualmente, el Osinergmin se encuentra evaluando estos aportes, sin fecha definida para la versión final.
Términos de Referencia (TDR) para Estudios Ambientales de Proyectos Renovables	El MINEM ha aprobado los Términos de Referencia (TDR) para la elaboración de estudios ambientales correspondientes a proyectos de centrales fotovoltaicas y centrales eólicas. Específicamente, los TDR aprobados mediante la referida Resolución Ministerial son los siguientes: • TDR para la elaboración de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de centrales fotovoltaicas sin o con línea de transmisión asociada menor o igual a 20 km; y • TDR para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd) de centrales eólicas con potencia instalada mayor o igual a 32 MW, con o sin línea de transmisión.	Publicado – El 27 de junio de 2025 se publicó en el Diario “El Peruano”.

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, que tengan consecuencias financieras negativas u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

Los principales riesgos son:

1. Riesgo de tipo de cambio
2. Riesgo de tasa de Interés
3. Riesgo de crédito
4. Riesgo de liquidez

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 2025, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 85% a tasa fija y 15% 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.

Para el riesgo de crédito de clientes, 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 2025, 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 11 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 2025, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$922 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 50 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados).

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.

- Financiamiento adicional comprometido por US\$100 millones con los bancos BBVA y BOFA.
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$103 millones, sumado a líneas comprometidas por US\$5 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$132 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 2025, 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 2025 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, ambas con perspectivas estables.

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

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 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 2025 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\$85 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$85 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 30%. 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 35% 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.

B.3. Riesgos Medioambientales

Colbún opera en un entorno donde los riesgos ambientales adquieren una relevancia creciente, impulsados por el fortalecimiento de la normativa, la presión de los grupos de interés y los compromisos internacionales en sostenibilidad. En este contexto, se identifican y evalúan los principales riesgos que pueden afectar de forma significativa la operación, reputación y resultados financieros de la compañía. Estos se agrupan en tres categorías clave:

1. Riesgos del desempeño ambiental
2. Riesgos por cambio climático
3. Riesgos de naturaleza y biodiversidad

B.3.1 Riesgos del desempeño ambiental

Al igual que otras actividades industriales, la generación de energía podría tener impactos sobre el medio ambiente y las personas debido a la emisión de sustancias contaminantes que afectan el aire, el agua y el suelo, teniendo consecuencias perjudiciales tanto para la salud humana como para el entorno natural, incluidas otras especies. Por ello, resulta fundamental gestionar la construcción y operación de proyectos de manera apropiada, considerando la gestión de riesgos y el cumplimiento de las regulaciones vigentes, en toda la vida útil de los proyectos. Este es un tema material para Colbún porque buscamos desarrollar nuestro negocio en equilibrio con el planeta, con cuidado de la biodiversidad y el fomento de la economía circular.

- Incumplimiento normativo y de compromisos ambientales, con posibles sanciones, paralización de operaciones y afectación reputacional.
- Contaminación de agua, aire y suelo, derivada de emisiones, vertimientos y residuos.
- Alteración de patrimonio cultural y paisajístico, especialmente en zonas de alto valor ambiental.
- Eventos que afecten la biodiversidad o a las comunidades, generando conflictos socioambientales.
- Barreras para la adjudicación o financiamiento de nuevos proyectos, por falta de coherencia ambiental.

Para el control de los riesgos de desempeño ambiental, Colbún cuenta con un modelo de gestión ambiental, el cual se encuentra descrito en el Manual de Gestión Ambiental. Este modelo es aplicable a todo Colbún y filiales, además de contratistas.

Se realiza el cumplimiento y seguimiento de los compromisos y obligaciones legales, a través de un sistema, y se lleva un registro de los incidentes ambientales, los cuales son gestionados tanto para personal de la compañía como para contratistas en todas las instalaciones de Colbún y filiales.

Asimismo, se cuenta con el Estándar de Protección Ambiental aplicable a Colbún y filiales y con el Reglamento Especial de Seguridad, Salud Ocupaciones y Medio Ambiente, que establece las exigencias para contratistas y subcontratistas y existe un Modelo de Prevención de delitos para la gestión y prevención de los delitos ambientales y económicos, además de matrices de riesgos para los delitos de afectación de recursos hidrobiológicos.

B.3.2 Riesgos de cambio climático

El aumento de la temperatura promedio de la Tierra, debido a la acumulación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera, está causando alteraciones en los patrones climáticos, cambios en los niveles del mar y eventos climáticos cada vez más intensos y frecuentes. Todo ello genera impactos crecientes para las personas, el medio ambiente y la economía, por lo cual existe un movimiento mundial y compromisos público-privados para detenerlo. Entre ellos están el Acuerdo de París y el Objetivo de Desarrollo Sostenible N°13, que llama a tomar medidas urgentes para combatir este fenómeno y sus efectos, junto con fortalecer la resiliencia y capacidad de adaptación. Colbún quiere ser una Compañía carbono neutral en 2050 y contribuir de esta forma a los compromisos nacionales en materia de emisiones de GEI y los esfuerzos requeridos para limitar el aumento de la temperatura.

Considerando la naturaleza estratégica de los riesgos asociados al calentamiento global, en Colbún hemos realizado un diagnóstico de la situación actual de la empresa basado en los lineamientos del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima (TCFD, por sus siglas en inglés). Este análisis se llevó a cabo de manera cualitativa para las operaciones de Colbún, donde considerando la clasificación de riesgos, bajo dos escenarios climáticos: uno de altas emisiones (escenario RCP8.5), donde se superan los 2°C de aumento de temperatura a finales de siglo y, por lo tanto, los impactos físicos son más altos y otro de bajas emisiones (escenario RCP2.6), donde el aumento de la temperatura está por debajo de los 2°C para lo cual se acelera la descarbonización de la economía.

Clasificación de riesgos de cambio climático

Tipo de riesgo	Clasificación	Descripción
Físico	Agudo	Son originados por eventos climáticos intensos.
Físico	Crónico	Resultantes de cambios a largo plazo en las condiciones climáticas.
Transición	Políticos y legales Tecnológicos De mercado Reputacionales	Surgen a partir de la adaptación a los cambios sociales, legales y regulatorios que implementan para reducir las emisiones de gases de efecto.

Principales riesgos operacionales de cambio climático

Amenaza	Riesgo	Tipo	Monitoreo y control
Disminución y cambios en patrones de precipitaciones		Físico/crónico	- Evaluación de escenarios de bajas precipitaciones en la planificación energética. - Uso de modelo de pronóstico de deshielo. - Evaluación e implementación de medidas de eficiencia hídrica en centrales (i.e. POI Nehuenco).
Sequía	Reducción generación hidroeléctrica y térmica	Físico/agudo	- Existencia de alternativas de acceso a agua contratadas para Nehuenco. - Crecimiento de la Compañía hacia proyectos renovables menos dependientes del recurso agua - Implementación de proyectos piloto para evaluar alternativas de limpieza de paneles fotovoltaicos menos dependientes del agua.
Aumento en cantidad e intensidad de eventos extremos, i.e. incendios y olas de calor	Daños en activos físicos	Físico/agudo	- Contratación de seguros frente a eventos catastróficos - En implementación planes de prevención y actividades de monitoreo que contemplan alertas tempranas y planes de acción. - Coordinador Gestión Riesgo Incendios.
Aumento del impuesto a las emisiones de CO₂	Aumento de costos	Transición / Legal y de mercado	- Evaluación de escenarios de aumento del impuesto verde en la planificación energética. - Evaluación e implementación de medidas de eficiencia energética en centrales térmicas. - Evaluación de proyectos considerando un precio interno al carbono.

B.3.3 Riesgos de naturaleza y biodiversidad

La generación de energía es una actividad directamente relacionada con la naturaleza, tanto por la dependencia de los recursos naturales, por los impactos que en ella se generan, así como por los riesgos y oportunidades asociados a su actividad. Es por ello que el cuidado de la biodiversidad es un aspecto fundamental para considerar en la gestión, diseño y planificación de las actividades asociadas al negocio de energía; más aun considerando que nuestras operaciones están insertas en entornos naturales frágiles y vulnerables frente a lo que implica la actividad industrial. La biodiversidad es parte del capital natural de los territorios y, como tal, requiere de una cuidadosa gestión de riesgos, cumplimiento regulatorio y colaboración con otros actores, por lo tanto, nuestro objetivo es abordar la gestión de la biodiversidad de una manera integral, considerándola en todo el ciclo de vida de nuestras centrales y proyectos.

Los riesgos asociados a biodiversidad identificados son los siguientes:

1. Incumplimiento de la legislación ambiental o de los compromisos ambientales
2. Pérdida o reducción de especies
3. Pérdida o afectación de hábitats
4. Barreras para la adjudicación de nuevos proyectos
5. Oposición de la comunidad
6. Falta de coherencia
7. Impedimento para el financiamiento de proyectos

Colbún cuenta con una Política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente, la que hace referencia al cuidado de la biodiversidad en toda la vida útil de los proyectos y centrales.

Además, contamos con una Estrategia de Biodiversidad y un Estándar de Biodiversidad, aplicable para Colbún y filiales, incluyendo todas las fases de los proyectos y centrales en operación. Esta estrategia define lineamientos para la protección de la biodiversidad, la regeneración de áreas afectadas, estudio de especies nativas, conservación y cultura de la Compañía.

Cabe destacar que la Estrategia de Biodiversidad de Colbún fue recientemente reconocida entre las 30 Estrategias a nivel mundial y sólo cuatro en Chile, que cumplen con los estándares de Bussines for Nature, una coalición internacional de compañías, academia, ONGs y entidades financieras que promueven la protección de la biodiversidad en cumplimiento con el Marco Mundial de Biodiversidad de Kunming Montreal.

Actualmente se trabaja en la evaluación de los riesgos, oportunidades, impactos y dependencias en naturaleza, gracias al TNFD, Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con la Naturaleza, lo que significará un avance importante en la materia considerando que sólo el 5% de las compañías a nivel mundial reconoce la naturaleza como un tema material y sólo el 1% ha trabajado en la divulgación de sus impactos y dependencias.

B.4. Riesgos Sociales

La empresa reconoce la importancia de gestionar adecuadamente los riesgos sociales derivados de sus operaciones, tanto para garantizar su sostenibilidad como para fortalecer las relaciones con sus grupos de interés.

En este apartado se identifican los principales riesgos sociales que pueden influir en el desempeño de la organización:

1. Riesgos de diversidad, Equidad y Trato Justo
2. Riesgos Comunitarios

B.4.1 Riesgos de diversidad, Equidad y Trato Justo

Colbún promueve la diversidad, la equidad y el trato justo para todas las personas, creando espacios laborales seguros y respetuosos. Creemos que la inclusión aporta distintas perspectivas y habilidades, lo que fortalece el éxito de la organización. Además, buscamos generar oportunidades para grupos que históricamente han estado fuera de algunas industrias, fomentando la igualdad y la autenticidad de cada colaborador.

Algunos riesgos e impactos son:

1. Menor atracción y pérdida de talentos
2. Problemas legales y litigios por discriminación
3. Homogenización de los equipos
4. La superación de barreras para el ingreso de personas diversas contribuye a superar la desigualdad de oportunidades y promover la equidad y justicia social
5. La preocupación activa para evitar la discriminación implica fomentar cambios culturales y aprendizaje para eliminar los sesgos
6. Acoso sexual en el entorno laboral
7. Falta de imparcialidad en el trato Cultura Organizacional

1. Políticas y Compromisos Corporativos

- Consolidamos nuestra Política de Diversidad, Equidad e Inclusión, que establece principios de respeto, buen trato y accesibilidad universal, aplicables a toda la organización, contratistas y directorio. Esta política refuerza nuestro compromiso con la igualdad de oportunidades y la eliminación de sesgos.
- Formalizamos nuestra participación en la Red de Empresas Inclusivas (ReIN) y alianzas como CEO por la Inclusión, para acelerar la incorporación laboral de personas con discapacidad y fomentar culturas inclusivas.

2. Prevención de Discriminación y Acoso

- Implementamos el Protocolo de Prevención del Acoso Sexual, Laboral y Violencia en el Trabajo, en línea con la Ley Karin, el cual es revisado anualmente por la Gerencia de Auditoría Interna, Gerencia de Organización y Personas y equipos de trabajadores.
- Capacitamos al Comité de Diversidad para liderar talleres corporativos sobre sesgos inconscientes bajo la iniciativa *Energía Sin Sesgos*, que se desplegará en toda la compañía.

3. Atracción y Desarrollo de Talento Diverso

- Lanzamos programas como Mujeres Trainee y Mentorías STEM, orientados a incrementar la participación femenina en áreas tradicionalmente masculinizadas y potenciar el liderazgo femenino.
- Programa de Mentorías Mujeres Colbún: Tres generaciones (2023-2025). 2025: 20 duplas mentoramentee para potenciar desarrollo profesional y abrir camino a liderazgos femeninos.
- Diversificamos nuestras fuentes de reclutamiento mediante una alianza con la plataforma WoT (Woman Talent) y estamos reforzando el programa de prácticas técnicas con enfoque de género.
- Inicio de alianza entre Colbún y Sofofa Red TP.

4. Cultura Inclusiva y Sensibilización

- Desarrollamos cápsulas educativas y charlas para líderes sobre inclusión, sesgos y convivencia respetuosa, además de campañas internas en efemérides clave como el Día de la Discapacidad y el Día contra el Bullying.
- Organizamos actividades de voluntariado y mentorías en comunidades, fortaleciendo el vínculo social y la equidad desde nuestro propósito corporativo.

5. Logros Destacados

- Durante el 2025, Colbún fue reconocida entre las 6 mejores empresas para trabajar para mujeres (GPTW), reflejo del impacto de nuestras políticas y programas
- A septiembre 2025 alcanzamos un 25,7% de mujeres en dotación total y un porcentaje de contratación femenina de 40,3%. En áreas masculinizadas la dotación femenina es de 19,2% y la participación en cargos de liderazgo es 21,4%.

B.4.2 Riesgos Comunitarios

La gestión de riesgos comunitarios es un pilar fundamental para Colbún, ya que refleja su compromiso con el propósito de conectarse con la realidad y sueños de las comunidades para ser un catalizador de desarrollo próspero, sostenible e inclusivo de los territorios donde opera. Colbún reconoce que las comunidades cercanas a sus operaciones poseen un profundo arraigo a su entorno, tradiciones y formas de vida, lo que hace esencial establecer relaciones basadas en la transparencia, el respeto mutuo, la colaboración y la reciprocidad. Estas relaciones no solo mitigan riesgos comunitarios, sino que también potencian la creación de valor compartido, fortalecen el tejido social y generan un impacto positivo a largo plazo.

Colbún enfrenta una variedad de riesgos comunitarios asociados a su interacción con las comunidades cercanas a sus proyectos y operaciones. Estos riesgos pueden variar según el tipo de energía generada (hidroeléctrica, eólica, térmica o solar), el contexto sociocultural y ambiental, y las expectativas de las comunidades. Entre los principales riesgos se encuentran:

1. **Conflictos por el uso de recursos naturales:** La generación eléctrica y otras actividades pueden percibirse como competencia en el uso del agua, especialmente en zonas donde este recurso es escaso para la agricultura, ganadería y consumo humano, además pueden producirse conflictos relacionados con la compra, uso o acceso a terrenos, especialmente si estos tienen valor cultural, productivo o simbólico para las comunidades.
2. **Impactos ambientales percibidos o reales:** Se pueden producir alteraciones de ecosistemas locales como cambios en la biodiversidad, pérdida de hábitats o modificaciones en paisajes naturales que podrían afectar las actividades tradicionales como pesca, agricultura, ganadería, caza o turismo y riesgos asociados a la emisión de gases, polvo, ruido, vibraciones o afectaciones al agua y suelo durante la construcción u operación de los proyectos.
3. **Afectación a medios de vida:** Potencial pérdida de ingresos por alteración de actividades económicas locales, como la pesca o la agricultura, debido al impacto del proyecto en los recursos naturales.
4. **Expectativas insatisfechas:** Descontento por la percepción de que los compromisos asumidos por la Compañía no se han cumplido en tiempo o forma o la generación de un sentimiento de inequidad en la distribución de beneficios generados por el proyecto, como empleo, infraestructura o programas sociales.
5. **Oposición y conflictos sociales:** Protestas y movilizaciones organizadas por grupos locales, nacionales o internacionales, que pueden escalar a bloqueos, incidentes violentos o presión en medios, así como el rechazo a nuevos proyectos debido a experiencias negativas previas.
6. **Pérdida de confianza mutua:** Deterioro en la percepción de las comunidades hacia la empresa debido a la falta de transparencia, falta de consulta previa o desinformación sobre las actividades de la empresa o participación insuficiente en los procesos de decisión que afectan sus territorios.
7. **Cambios en el entorno social:** Llegada de trabajadores externos que puede alterar las dinámicas locales, aumentar la presión sobre servicios públicos o generar tensiones sociales.

Los lineamientos que guían el relacionamiento comunitario de Colbún, integral para la gestión sostenible del negocio, se describen en el Manual de Comunidad y Sociedad (MAC001), que establece un modelo efectivo para la participación comunitaria, incorporando metodologías y controles para la gestión de aspectos comunitarios e incidentes sociales. Las principales medidas de prevención y mitigación que Colbún implementa para abordar estos riesgos incluyen:

1. Identificación de riesgos comunitarios: Mapeo de actores y Evaluación de impacto social y ambiental.
2. Diálogo y participación temprana: Consulta previa e informada, Espacios de diálogo permanente y Co-diseño de proyectos comunitarios.
3. Fortalecimiento de capacidades locales: Empleo y compras locales, Desarrollo económico local, Promoción de la educación y Fortalecimiento organizacional.
4. Comunicación y transparencia: Mecanismo de quejas y reclamos y Rendición de cuentas.

B.5. Riesgos de Gobernanza

En Colbún contamos con un conjunto de principios, normas y mecanismos que tienen el objetivo de crear valor sostenible, tanto para nuestros accionistas como para los grupos de interés con los que nos vinculamos. Así, junto con regirnos por las regulaciones externas, nuestra organización funciona en base a políticas y procedimientos propios.

En este marco de gobernanza, se han identificado los siguientes riesgos principales:

1. **Incumplimiento regulatorio:** Posibilidad de sanciones legales o financieras debido a incumplimientos normativos.
2. **Conflictos de interés:** Situaciones que podrían afectar la objetividad en la toma de decisiones estratégicas.
3. **Dependencia de auditoría interna:** Riesgo de influencia indebida en las evaluaciones de control interno.
4. **Gestión de riesgos inadecuada:** Fallos en identificar o mitigar riesgos clave para la sostenibilidad organizacional.
5. **Deficiencias en los controles internos:** Vulnerabilidades en la prevención y detección de irregularidades.

6. **Falta de transparencia y rendición de cuentas:** Impacto negativo en la confianza de los accionistas y otros grupos de interés.
7. **Reputación afectada por incumplimientos éticos:** Deterioro de la imagen corporativa por actuaciones inadecuadas o ilegales.

Para mitigar estos riesgos, la gobernabilidad es de responsabilidad del Directorio, sus Comités Asesores, la Administración y los trabajadores. La Gerencia de Auditoría Interna es independiente y su misión es verificar la efectividad y el cumplimiento de políticas, procedimientos, controles y códigos implementados para la gestión de riesgos. Esta área reporta al Directorio y participa en la evaluación del funcionamiento de la estructura de gobernabilidad.

Nuestra gobernanza corporativa se basa en un marco integral de principios, normas y mecanismos diseñados para crear valor sostenible y gestionar riesgos de manera efectiva. Este marco involucra la participación del Directorio, sus Comités Asesores, la Administración, los trabajadores y la Gerencia de Auditoría Interna, que opera de manera independiente. La Auditoría Interna verifica el cumplimiento de políticas, procedimientos, controles y códigos de gestión, reportando directamente al Directorio y asegurando la efectividad del sistema de gobernabilidad.

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.