

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

30 de Junio de 2025



2º TRIMESTRE 2025

ÍNDICE

2T25 Informe trimestral

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	6
Generación y Ventas Físicas Chile	6
Generación y Ventas Físicas Perú	8
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	9
Análisis Resultado Operacional Chile	10
Análisis Resultado Operacional Perú	11
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	12
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	13
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	15
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	17
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	18
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	18
Gestión de riesgo	24

Conference Call Resultados 2T25

Fecha: Viernes 01 de agosto 2025
Hora: 12:00 PM Eastern Time
12:00 PM 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 24604450

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 segundo trimestre del año 2025 (2T25) ascendieron a **US\$402,6 millones**, disminuyendo un 5% respecto a los ingresos registrados el segundo trimestre del año 2024 (2T24), debido principalmente a menores ventas de energía y potencia en el mercado spot en Chile producto de la menor generación registrada en el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas a clientes libres, tanto en Chile como en Perú, asociado principalmente a un mayor consumo de los clientes de dicho segmento. Adicionalmente, se registraron mayores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente a la incorporación de los contratos de las sociedades de ILAP en Chile, y la entrada en vigencia de un contrato con Electro Oriente en Perú.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a jun-25 ascendieron a **US\$815,0 millones**, aumentando 1% respecto a jun-24. Las mayores ventas clientes bajo contrato fueron compensadas por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot. Dichas variaciones se deben a las mismas razones que explican las diferencias en términos trimestrales.

● El **EBITDA** consolidado del 2T25 alcanzó **US\$140,6 millones**, disminuyendo un 8% respecto al EBITDA de US\$152,5 millones en 2T24, debido principalmente a las compras netas registradas en el mercado spot en Chile, comparado con las ventas netas en dicho mercado durante el 2T24, principalmente asociadas a la menor generación del trimestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un menor consumo de carbón y gas asociado a la menor generación con dichos combustibles. Adicionalmente, se registran mayores gastos por beneficios a empleados y otros gastos por naturaleza.

En términos acumulados, el EBITDA a jun-25 totalizó **US\$319,1 millones**, aumentando un 6% respecto a jun-24, principalmente producto de (1) las mayores ventas a clientes libres y regulados mencionadas anteriormente y (2) los menores costos de consumo de carbón y gas asociados a una menor generación térmica en ambos países. Dicho efecto fue compensado parcialmente por las menores ventas de energía y potencia en el mercado spot registradas en dicho periodo.

● El **Resultado no operacional** el 2T25 presentó una pérdida de **US\$22,6 millones**, que se compara con la pérdida de US\$12,2 millones registrados en 2T24. Este incremento se explica principalmente por "Otras Ganancias (Pérdidas)" y producto de menores Ingresos Financieros asociados a una menor tasa de inversión y niveles de excedentes de caja en comparación con 2T24. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a jun-25 alcanzó una pérdida de **US\$38,7 millones**, comparado con una pérdida de US\$28,8 millones, explicado mayormente por menores Ingresos Financieros producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El 2T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$11,9 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$27,2 millones en 2T24. Esta disminución se debe principalmente a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo y (2) la apreciación del sol peruano durante el 2T25 y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a jun-25 se registró un gasto por impuestos a las ganancias por **US\$35,2 millones**, comparado con US\$48,3 millones a jun-24, explicado principalmente por la apreciación del sol peruano durante el 2S25 y su impacto sobre impuestos diferidos.

● La Compañía presentó en 2T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$48,2 millones**, comparado con una ganancia de US\$61,5 millones en 2T24, 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\$130,6 millones** a jun-25, comparado con una ganancia de US\$120,3 millones a jun-24, principalmente debido a (1) un mayor EBITDA registrado durante el semestre y (2) menores gastos por impuestos mencionados anteriormente. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores pérdidas fuera de la operación.

Hechos destacados del trimestre

ESTRATEGIA COMERCIAL:

● Durante el 2025, se han firmado en Chile contratos de venta de energía con 39 clientes por 357 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destacan los contratos de energía renovable con Parque Arauco S.A., por 150 GWh anuales a partir de enero 2026, y el contrato con Grupo SMU por 60 GWh anuales a partir de marzo 2025, ambos por un periodo de 4 años. Por su parte, en Perú se han adjudicado contratos de suministro con 11 clientes por 30,6 MW anuales. La adjudicación más importante fue la renovación por 5 años de Operadores Concentrados Peruanos (15 MW).

AVANCES DE PROYECTOS:

- En Chile:
 - Ampliación P.E. Horizonte: Durante el mes de mayo, el proyecto recibió su aprobación ambiental. 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.
 - P.E. Horizonte: El Coordinador Eléctrico Nacional comunicó la entrada en operación comercial de Horizonte Norte, que corresponde a 70 aerogeneradores, a partir del 2 de junio. Se espera que la entrada en operación del resto del parque, Horizonte Sur, se efectúe durante el mes de julio de 2025. Cabe destacar que Horizonte se encuentra en operación desde el inicio de puesta en marcha en mayo 2024.
 - BESS Celda Solar: Al 2T25 el avance del proyecto es de un 30%, relacionado principalmente con la construcción de las fundaciones de las baterías, obras civiles en las subestaciones Chaca y Roncacho y la línea de transmisión respectiva.
 - BESS Diego de Almagro Sur: Durante el 2T25 se avanzó con las tramitaciones pertinentes para el inicio de la construcción del proyecto.
 - SE Don Eduardo (Ex Lullaillaco): Durante el 2T25 se continuó en el avance de los contratos de ingeniería de detalle y suministro de equipos principales.

CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA:

● Atlas Renewable Energy: El acuerdo, que se extenderá por un periodo de 15 años, contempla que Atlas construya el sistema de almacenamiento con baterías (BESS) y que Colbún adquiera el suministro de energía proveniente del proyecto. Ubicado en la Región de Antofagasta, el proyecto tendrá una capacidad instalada de 230MW y 920 MWh de almacenamiento, permitiendo una inyección de energía de hasta 335 GWh anuales.

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

● Durante el 2T25, algunas de nuestras principales centrales llevaron a cabo sus mantenimientos mayores o anuales para asegurar su correcto funcionamiento y eficiencia:

- Central hidroeléctrica Colbún: desde el 02 de abril al 30 de abril de 2025 y luego desde 05 de mayo al 23 de mayo 2025.
- Central térmica Fenix Power: desde el 04 de abril al 28 de abril de 2025
- Central hidroeléctrica Angostura: desde el 21 de abril al 23 de mayo 2025

● De acuerdo con lo informado al Coordinador Eléctrico Nacional, desde el día 23 de marzo, la CT Santa María (350MW) se encuentra indisponible producto de una pérdida de lubricación de la turbina de vapor que ocasionó un bloqueo del eje de esta, tras la apertura de ambos circuitos de la línea Santa María- Charrúa por incendios forestales. A la fecha, se continúan realizando los trabajos de reparación y se espera que la central vuelva a operar durante el 3T25. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para este tipo de siniestros.

DIVIDENDOS:

● Con fecha 9 de mayo, la Compañía repartió un dividendo definitivo por US\$26,5 millones, que sumado a los US\$99,7 millones pagados el 13 de diciembre de 2024, totalizó US\$126,2 millones, lo que representa el 50% de la utilidad líquida distribuible del año 2024, concordante con la política de dividendos.

PEC:

● El 2 de abril, se concretó la segunda y última venta de DDP relacionados con el mecanismo de estabilización de precios, según la Ley PEC III, por un monto total de US\$41 millones. Cabe señalar que lo anterior no tuvo un efecto material en los resultados de Colbún.

Hechos posteriores del trimestre

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

● El 9 de julio de 2025, se produjo un siniestro en la Unidad N°1 de Central Hidroeléctrica Rucúe (178,4MW), 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. Dicho incidente ocasionó quemaduras grado 1 y 2 a un contratista de la empresa Adritz que se encontraba realizando dichos trabajos. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para este tipo de siniestros

FUSIONES Y ADQUISICIONES:

● Con fecha 14 de julio, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual del Perú aprobó la operación mediante la cual Colbún S.A. adquirirá el 41,379% de la propiedad de Fenix Power Perú S.A. Con dicha adquisición Colbún alcanzará el 100% de la propiedad de esta sociedad, se estima que la transacción se materializará durante el mes de agosto del presente año.

El financiamiento de dicha adquisición será realizado con efectivo disponible en la filial Colbún Perú S.A. y con un crédito bancario de dicha sociedad suscrito con JP Morgan con fecha 14 de julio de 2025. El crédito, por US\$50 millones, es bullet a 18 meses plazo.

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 2T24 y 2T25, y acumulado a jun-24 y jun-25.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
5.716	6.342	Total Ventas Físicas (GWh)	2.916	3.191	(10%)	(9%)
796	512	Cientes Regulados	404	268	55%	51%
4.920	4.617	Cientes Libres	2.513	2.248	7%	12%
0	1.213	Ventas en el Mercado Spot	0	674	-	-
1.272	1.051	Potencia (MW)	1.272	1.051	21%	21%
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
5.384	6.479	Total Generación (GWh)	2.756	3.255	(17%)	(15%)
2.462	3.263	Hidráulica	1.374	1.639	(25%)	(16%)
1.951	2.838	Térmica	865	1.440	(31%)	(40%)
1.764	1.938	Gas	821	1.107	(9%)	(26%)
50	12	Diésel	43	10	-	-
138	888	Carbón	0	323	(84%)	-
970	378	ERFV	518	176	-	-
677	62	Eólica*	384	41	-	-
293	316	Solar	134	135	(7%)	(0%)
395	0	Compras en el Mercado Spot (GWh)	190	0	-	-
(395)	1.213	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(190)	674	-	-

(*): Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras.
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

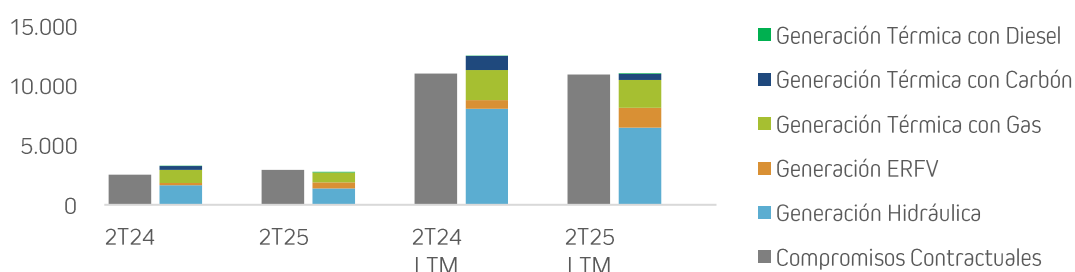
Las **ventas físicas** durante el 2T25 alcanzaron **2.916 GWh**, disminuyendo un 9% en comparación con el 2T24. Esta diferencia es explicada principalmente por las menores ventas físicas al mercado spot, debido a la menor generación del periodo. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por (1) las mayores ventas a cliente libres, fundamentalmente por un mayor consumo de clientes mineros y (2) mayores ventas a clientes regulados, principalmente por la incorporación de los contratos de las sociedades de ILAP.

Por su parte, la **generación de Colbún** del trimestre alcanzó **2.756 GWh**, disminuyendo 15% respecto al 2T24, explicado principalmente por (1) menor generación térmica en base a carbón (-323 GWh) dado que la central Santa María estuvo indisponible durante el trimestre tras el siniestro ocurrido en marzo 2025, (2) menor generación térmica en base a gas (-285 GWh) por limitaciones de suministro de gas argentino, y (3) menor generación hidro (-265 GWh) debido a una condición hidrológica menos favorable. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación eólica (+343 GWh) principalmente por el ingreso de central Horizonte y a la adquisición de las centrales San Juan y Totoral.

En **términos acumulados**, las **ventas físicas** a jun-25 alcanzaron **5.716 GWh**, disminuyendo un 10% respecto a lo acumulado a jun-24. Esta diferencia se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, la **generación acumulada** a jun-25 alcanzó **5.384 GWh**, disminuyendo un 17% respecto a jun-24. Esta diferencia se debe principalmente a (1) una menor generación hidráulica debido a condiciones hidrológicas menos favorables y (2) una menor generación térmica en base a carbón por la menor disponibilidad de la central Santa María y (3) una menor generación a gas debido a la menor disponibilidad de gas mencionada anteriormente. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la mayor generación eólica en las centrales Horizonte, San Juan y Totoral.

● El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró compras netas por 190 GWh, que representan solo un 7% de las ventas físicas del trimestre. Estas compras se comparan con las ventas netas por 674 GWh registradas en 2T24. Dicha variación se explica por una menor generación y por el mayor consumo de clientes regulados y libres mencionada anteriormente. **En términos acumulados**, a jun-25 se registraron compras netas por 395 GWh, que se comparan con las ventas netas por 1.213 GWh registradas a jun-24; principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Compromisos vs Generación GWh

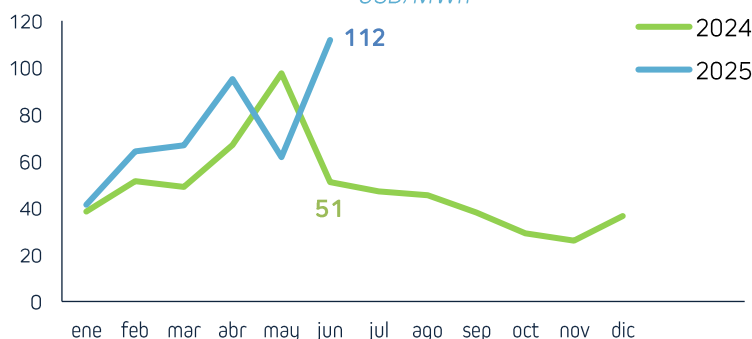


● **Mix de generación en Chile:** Durante el 2T25 la generación del SEN alcanzó 21.359 GWh, disminuyendo un 1% en comparación con el 2T24, explicado principalmente por menor generación hidráulica de 399 GWh y térmica en base a carbón de 350 GWh. Dicho efecto fue parcialmente compensado con mayor generación solar por 222 GWh y eólica por 203 GWh. A Jun-25 el año hidrológico (abr25-mar26) presentó variaciones en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN, estas son: Aconcagua: -29,9%; Maule: -38,2%; Laja: -27,4%; Biobío: -18,4%; y Chapo: -0,1%. Los costos marginales promedio registraron aumentos cercanos al 22%, promediando 82,3 USD/MWh en las principales barras en el 2T25, comparado con los 67,6 USD/MWh registrados en 2T24. Esta variación es explicada principalmente por la menor hidrología del sistema, fallas en sistemas de transmisión que han limitado la transferencia de energía renovable, y a restricciones en el suministro de gas argentino. Cabe señalar que la demanda del sistema tanto en términos trimestrales como acumulados muestra una disminución de un 1% respecto al año anterior.

Tabla 2: Generación del SEN

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
42.902	43.213	Total Generación (GWh)	21.359	21.535	(1%)	(1%)
10.515	11.757	Hidráulica	5.266	5.665	(11%)	(7%)
7.610	7.839	Gas	4.110	4.459	(3%)	(8%)
312	112	Diésel	208	64	-	-
7.340	7.698	Carbón	4.156	4.168	(5%)	(0%)
5.735	5.105	Eólica	2.829	2.626	12%	8%
10.053	9.146	Solar	4.045	3.823	10%	6%
1.337	1.556	Otros	746	731	(14%)	2%

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 2T24 y 2T25, y acumulado a jun-24 y jun-25.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
1.712	1.667	Total Ventas Físicas (GWh)	876	850	3%	3%
761	574	Cientes Regulados	377	276	33%	36%
835	633	Cientes Libres	415	353	32%	18%
116	459	Ventas en el Mercado Spot	85	220	(75%)	(61%)
566	570	Potencia (MW)	566	568	(1%)	(0%)

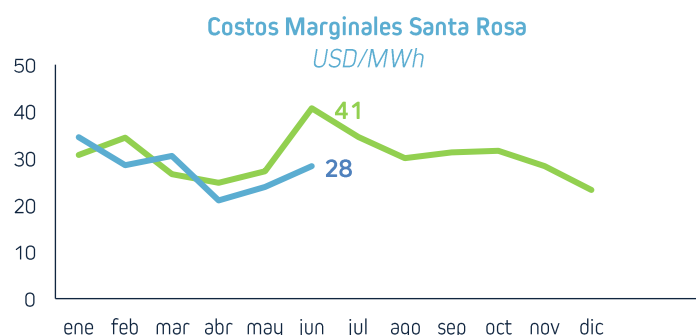
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
1.498	1.636	Total Generación (GWh)	669	865	(8%)	(23%)
1.498	1.636	Gas	669	865	(8%)	(23%)
257	73	Compras en el Mercado Spot (GWh)	226	7	-	-
(141)	386	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(142)	213	-	-

● Las **ventas físicas** durante el 2T25 alcanzaron **876 GWh**, aumentando un 3% respecto al 2T24, principalmente por (1) mayores ventas a clientes regulados por la entrada en vigencia del contrato con Electro Oriente por aproximadamente 450 GWh/año y (2) 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. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas físicas al mercado spot, producto de la menor generación registrada en el periodo y las mayores ventas a clientes bajo contrato. **En términos acumulados**, las ventas físicas a jun-25 alcanzaron **1.712 GWh**, aumentando un 3% respecto a jun-24, debido a un aumento en las ventas físicas a clientes libres y regulados, producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **669 GWh**, disminuyendo un 23% respecto al 2T24, debido principalmente a una menor disponibilidad producto del mantenimiento del central realizado entre el 4 y el 28 de abril del 2025, mientras que en 2024 dicho mantenimiento se realizó entre el 13 y el 29 de febrero de 2024. **En términos acumulados**, la generación acumulada a jun-25 alcanzó **1.498 GWh**, disminuyendo un 8% respecto a jun-24, principalmente producto de la mayor duración del mantenimiento de la central durante el 2025 en comparación con el realizado en 2024.

● El **balance en el mercado spot** del 2T25 registró compras netas por **142 GWh**, en comparación con las ventas netas por 213 GWh durante el 2T24, debido principalmente a la menor generación registrada en el periodo y a las mayores ventas a clientes bajo contrato registradas en periodo. **En términos acumulados**, a jun-25 se registraron compras netas por 141 GWh, que se comparan con las ventas netas por 386 GWh registradas a jun-24, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro, la cual abastece al principal complejo hidroeléctrico del Perú, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW) presentó una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 0% durante el periodo hidrológico de septiembre a junio del año 2025 vs. 10% durante el periodo hidrológico de septiembre 2023 a junio 2024. En términos acumulados, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 6% en comparación a jun-24 debido principalmente a mayor hidrología. La generación termoeléctrica disminuyó en un 8% respecto a jun-24 explicado por las mejores condiciones hidrológicas. La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 2T25 fue de 3% respecto al 2T24, debido al incremento de demanda de clientes regulados y de la industria minera.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T24 y 2T25 y acumulado a jun-24 y jun-25.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
815,0	807,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	402,6	425,5	1%	(5%)
160,4	108,7	Venta a Clientes Regulados	79,8	58,8	48%	36%
579,7	500,4	Venta a Clientes Libres	298,1	257,0	16%	16%
44,7	166,9	Ventas de Energía y Potencia	9,3	93,8	(73%)	(90%)
0,0	0,0	Peajes	0,0	0,0	-	-
30,2	31,5	Otros Ingresos	15,3	15,9	(4%)	(4%)
(406,6)	(429,9)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(215,3)	(233,5)	(5%)	(8%)
(97,0)	(69,7)	Peajes	(48,5)	(35,5)	39%	37%
(55,1)	(31,4)	Compras de Energía y Potencia	(33,0)	(20,6)	76%	60%
(180,6)	(218,4)	Consumo de Gas	(97,3)	(124,4)	(17%)	(22%)
(10,9)	(3,7)	Consumo de Petróleo	(9,1)	(2,8)	-	-
(11,7)	(61,1)	Consumo de Carbón	(0,5)	(27,6)	(81%)	(98%)
(51,4)	(45,5)	Otros	(26,9)	(22,5)	13%	20%
408,4	377,6	MARGEN BRUTO	187,2	192,1	8%	(3%)
(52,3)	(44,3)	Gastos por Beneficios a Empleados	(27,2)	(23,1)	18%	18%
(37,0)	(33,4)	Otros Gastos, por Naturaleza	(19,4)	(16,5)	11%	17%
(114,6)	(102,6)	Gastos por Depreciación y Amortización	(57,9)	(51,6)	12%	12%
204,5	197,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	82,7	100,8	4%	(18%)
319,1	299,9	EBITDA	140,6	152,5	6%	(8%)
18,8	29,4	Ingresos Financieros	9,9	14,1	(36%)	(30%)
(37,5)	(35,9)	Gastos Financieros	(19,1)	(17,6)	4%	9%
3,1	0,2	Diferencias de Cambio	0,2	(0,4)	-	-
6,6	6,3	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	3,3	4%	(1%)
(29,8)	(28,7)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(16,9)	(11,6)	4%	45%
(38,7)	(28,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(22,6)	(12,2)	35%	85%
165,8	168,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	60,2	88,6	(2%)	(32%)
(35,2)	(48,3)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(11,9)	(27,2)	(27%)	(56%)
130,6	120,3	GANANCIA (PÉRDIDA)	48,2	61,5	9%	(22%)
123,0	120,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	44,2	61,8	2%	(28%)
7,6	(0,1)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	4,0	(0,3)	-	-

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

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	jun-25	dic-24	jun-24
Chile (CLP / US\$)	933,42	996,46	944,34
Chile UF (CLP/UF)	39.267,07	38.416,69	37.571,86
Perú (PEN / US\$)	3,54	3,77	3,84

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T24 y 2T25, y acumulado a jun-24 y jun-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
701,4	703,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	345,3	372,5	(0%)	(7%)
102,9	62,7	Venta a Clientes Regulados	50,9	36,6	64%	39%
534,0	466,6	Venta a Clientes Libres	275,4	238,4	14%	16%
41,9	149,7	Ventas de Energía y Potencia	7,1	85,1	(72%)	(92%)
22,5	24,6	Otros Ingresos	11,9	12,3	(9%)	(4%)
(345,3)	(373,2)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(183,3)	(205,3)	(7%)	(11%)
(94,8)	(67,2)	Peajes	(47,4)	(34,3)	41%	38%
(47,1)	(29,5)	Compras de Energía y Potencia	(27,2)	(20,0)	60%	36%
(135,5)	(171,5)	Consumo de Gas	(75,8)	(100,5)	(21%)	(25%)
(10,8)	(3,7)	Consumo de Petróleo	(9,0)	(2,8)	-	-
(11,7)	(61,1)	Consumo de Carbón	(0,5)	(27,6)	(81%)	(98%)
(45,3)	(40,1)	Otros	(23,5)	(20,0)	13%	18%
356,1	330,4	MARGEN BRUTO	161,9	167,2	8%	(3%)
(46,7)	(39,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(24,4)	(20,9)	17%	17%
(32,9)	(29,4)	Otros Gastos, por Naturaleza	(17,4)	(14,6)	12%	19%
(96,8)	(84,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(49,0)	(42,6)	14%	15%
179,7	176,6	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	71,1	89,1	2%	(20%)
276,5	261,3	EBITDA	120,1	131,7	6%	(9%)

(*): 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 2T25 ascendieron a **US\$345,3 millones**, disminuyendo un 7% respecto a los ingresos de US\$372,5 millones registrados el 2T24, debido principalmente a menores ventas de energía y potencia en el mercado spot producto de la menor generación registrada en el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) mayores ventas a clientes libres producto de mayores ventas físicas a dicho segmento y a un mayor precio promedio de venta debido a la indexación de dichos contratos y (2) mayores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente a la incorporación de los contratos de ILAP. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a jun-25 ascendieron a **US\$701,4 millones**, en línea respecto a los ingresos de US\$703,6 millones registrados a jun-24. Las mayores ventas clientes bajo contrato fueron compensadas por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot. Dichas variaciones se deben a las mismas razones que explican las diferencias en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 2T25 totalizaron **US\$183,3 millones**, disminuyendo un 11% respecto al 2T24, principalmente producto de un menor consumo de carbón y gas asociado a una menor generación con dichos combustibles respecto al 2T24. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) mayores costos de peajes producto de ajustes tarifarios materializados durante el periodo y (2) mayores compras de energía y potencia realizadas durante el trimestre. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a jun-25 totalizaron US\$345,3 millones, disminuyendo un 7% respecto a jun-24, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El **EBITDA** del 2T25 alcanzó **US\$120,1 millones**, disminuyendo un 9% respecto al EBITDA de US\$131,7 millones al 2T24, debido principalmente al menor margen bruto registrado en el periodo, sumado a mayores gastos por beneficios a empleados y otros gastos por naturaleza. **En términos acumulados**, el EBITDA a jun-25 totalizó US\$276,5 millones, aumentando un 6% respecto a jun-24 principalmente debido a los menores costos de materias primas y combustibles mencionados, parcialmente compensado por mayores gastos por beneficios a empleados y otros gastos por naturaleza.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 2T24 y 2T25, y acumulado a jun-24 y jun-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
113,7	103,9	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	57,3	53,1	9%	8%
57,4	46,0	Ventas a Clientes Regulados	29,0	22,2	25%	30%
45,7	33,8	Venta a Clientes Libres	22,7	18,6	35%	22%
2,8	17,3	Ventas de Energía y Potencia	2,2	8,7	(84%)	(74%)
7,8	6,9	Otros Ingresos	3,4	3,6	12%	(3%)
(61,4)	(56,7)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(32,0)	(28,2)	8%	13%
(2,2)	(2,5)	Peajes	(1,2)	(1,2)	(12%)	0%
(8,0)	(1,9)	Compras de Energía y Potencia	(5,8)	(0,6)	-	-
(45,1)	(46,9)	Consumo de Gas	(21,5)	(23,9)	(4%)	(10%)
(0,0)	(0,0)	Consumo de Diésel	(0,0)	-	83%	-
(6,1)	(5,4)	Otros	(3,4)	(2,6)	12%	34%
52,3	47,2	MARGEN BRUTO	25,3	24,9	11%	2%
(5,6)	(4,6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(2,8)	(2,2)	21%	28%
(4,3)	(4,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(2,0)	(2,0)	(0%)	0%
(17,8)	(17,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,9)	(9,0)	(0%)	(2%)
24,6	20,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	11,7	11,7	21%	(0%)
42,4	38,3	EBITDA	20,6	20,7	11%	(1%)

(*): 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 2T25 ascendieron a **US\$57,3 millones**, aumentando un 8% respecto a los ingresos registrados en 2T24, principalmente debido a (1) mayores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente a la entrada en vigencia de un contrato con Electro Oriente y (2) 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 de la menor generación registrada en el periodo y de los mayores compromisos mencionados anteriormente.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a jun-25 ascendieron a **US\$113,7 millones**, aumentando un 9% respecto a los ingresos percibidos a jun-24 por US\$103,9 millones, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 2T25 alcanzaron **US\$32,0 millones**, aumentando un 13% respecto al 2T24, principalmente explicado por mayores compras de energía y potencia en el mercado spot. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un menor consumo de gas debido principalmente a una menor disponibilidad producto del mantenimiento de la central realizado durante el mes de abril.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a jun-25 alcanzaron los **US\$61,4 millones**, aumentado un 8% respecto a jun-24, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA** totalizó **US\$20,6 millones** al 2T25, en línea con lo registrado el 2T24. **En términos acumulados**, el EBITDA ascendió a US\$42,4 millones a jun-25, aumentando un 11% respecto al EBITDA registrado a jun-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 2T24 y 2T25, y acumulado a jun-24 y jun-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 %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
18,8	29,4	Ingresos Financieros	9,9	14,1	(36%)	(30%)
(37,5)	(35,9)	Gastos Financieros	(19,1)	(17,6)	4%	9%
3,1	0,2	Diferencias de Cambio	0,2	(0,4)	-	-
6,6	6,3	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	3,3	4%	(1%)
(29,8)	(28,7)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(16,9)	(11,6)	4%	45%
(38,7)	(28,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(22,6)	(12,2)	35%	85%
165,8	168,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	60,2	88,6	(2%)	(32%)
(35,2)	(48,3)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(11,9)	(27,2)	(27%)	(56%)
130,6	120,3	GANANCIA (PÉRDIDA)	48,2	61,5	9%	(22%)
123,0	120,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	44,2	61,8	2%	(28%)
7,6	(0,1)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	4,0	(0,3)	-	-

El **Resultado no operacional** el 2T25 presentó una pérdida de **US\$22,6 millones**, que se compara con la pérdida de US\$12,2 millones registrados en 2T24. Este incremento se explica principalmente por Otras Ganancias (Pérdidas) y producto de menores Ingresos Financieros asociados a una menor tasa de inversión y niveles de excedentes de caja en comparación con 2T24. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a jun-25 alcanzó una pérdida de **US\$38,7 millones**, comparado con una pérdida de US\$28,8 millones, explicado mayormente por menores Ingresos Financieros producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El 2T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$11,9 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$27,2 millones en 2T24. Esta disminución se debe principalmente a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo y (2) la apreciación del sol peruano durante el 2T25 y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a jun-25 se registró un gasto por impuestos a las ganancias por **US\$35,2 millones**, comparado con US\$48,3 millones a jun-24, explicado principalmente por la apreciación del sol peruano durante el 2S25 y su impacto sobre impuestos diferidos.

La Compañía presentó en 2T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$48,2 millones**, comparado con una ganancia de US\$61,5 millones en 2T24, 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\$130,6 millones** a jun-25, comparado con una ganancia de US\$120,3 millones a jun-24 debido principalmente a (1) un mayor EBITDA registrado durante el semestre y (2) menores gastos por impuestos mencionados anteriormente. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores pérdidas fuera de la operación.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

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

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

	jun-25	dic-24	Var	Var %
Activos corrientes	1.307,3	1.200,1	107,2	9%
Activos no corrientes	5.680,2	5.708,1	(27,9)	(0%)
TOTAL ACTIVOS	6.987,5	6.908,2	79,3	1%
Pasivos corrientes	325,8	370,2	(44,4)	(12%)
Pasivos no corrientes	3.300,8	3.307,6	(6,8)	(0%)
Patrimonio neto	3.360,9	3.230,4	130,5	4%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.987,5	6.908,2	79,3	1%

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.307,3 millones** a jun-25, aumentando un 9% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de dic-24, debido principalmente al flujo operacional del periodo, que fue destinado en parte a pagar anticipos a proveedores de suministro relacionados con los proyectos de almacenamiento BESS Celda Solar y BESS Diego de Almagro, los que ese encuentran clasificados en "Otros Activos Corrientes".

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.680,2 millones** a jun-25, en línea respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de dic-24.

● **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$325,8 millones** a jun-25, disminuyendo un 12% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-24, debido principalmente a (1) menores cuentas por pagar principalmente asociadas al pago de dividendos en mayo de este año y (2) una menor provisión de beneficios a empleados.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.300,8 millones** a jun-25, en línea respecto a los pasivos no corrientes registrados al cierre dic-24.

● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.360,9 millones**, aumentando un 4% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-24 debido principalmente a las ganancias acumuladas registradas en el periodo.

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

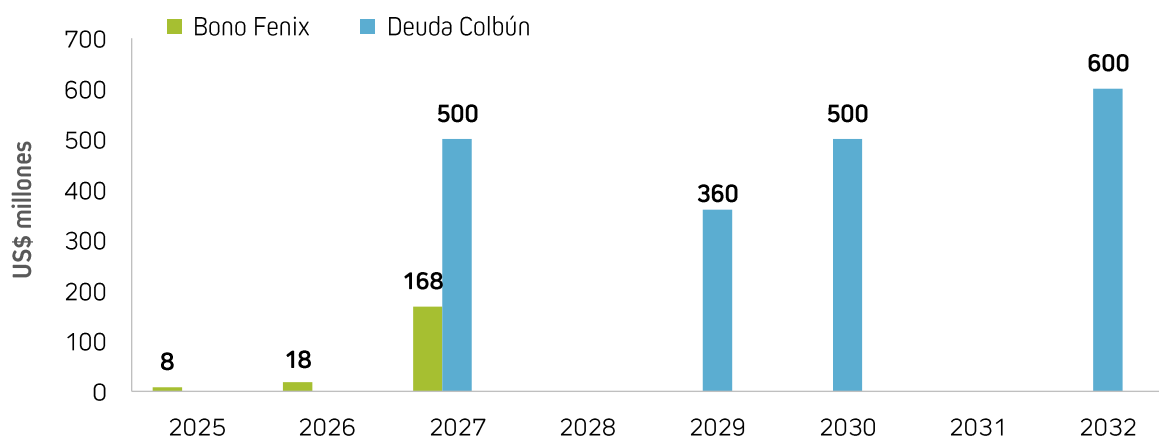
	jun-25	dic-24	Var
Deuda Financiera Bruta*	2.158,4	2.298,1	(139,7)
Inversiones Financieras**	787,6	775,1	12,5
Deuda Neta	1.370,8	1.523,0	(152,2)
EBITDA LTM	661,6	642,4	19,2
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,1	2,4	(0,3)

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$194,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$10,2 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$82,8 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	4,4 años
Tasa promedio	4,5%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a jun-25 y dic-24. Los indicadores financieros de Balance son calculados a la fecha que se indica y los del Estado de Resultados consideran el resultado acumulado de los últimos doce meses a la fecha indicada.

Tabla 12: Indicadores Financieros

Indicador	jun-25	dic-24	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,01	3,24	24%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,74	2,98	26%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,08	1,14	-5%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	8,98%	10,06%	-11%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	91,02%	89,94%	1%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,76	5,90	-2%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	7,96%	7,96%	0%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,65%	3,65%	0%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,85%	8,03%	-27%

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

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

- La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de **4,01x** y **3,74x** a jun-25, aumentando un 24% y 26% respectivamente, respecto al valor a dic-24, principalmente debido a (1) mayores activos corrientes, asociados mayormente a anticipos de proveedores de suministro de los proyectos de baterías y (2) menores pasivos corrientes, en gran parte relacionados con una disminución en las cuentas por pagar asociada al pago de dividendos durante mayo.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,08x** en jun-25, disminuyendo un 5% respecto al valor de 1,14x a dic-24, explicado principalmente por el aumento del Patrimonio neto debido a las ganancias registradas durante el periodo sumando a los menores pasivos corrientes mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a jun-25 fue de **8,98%**, disminuyendo un 11% respecto al valor de 10,06% a dic-24, debido principalmente a la disminución en pasivos corrientes, mencionada anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a jun-25 fue de **91,02%**, aumentando un 1% respecto al valor de 89,94% a dic-24, debido principalmente a la disminución en pasivos corrientes, mencionada anteriormente, mientras que los pasivos no corrientes se mantuvieron en línea respecto a los montos de dic.24.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a jun-25 fue de **5,76x**, disminuyendo un 2% respecto al valor de 5,90x obtenido a dic-24. La variación se explica principalmente por el menor resultado antes de impuestos registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a jun-25 fue de **7,96%**, en línea al valor de 7,96% registrado a dic-24.
- La **Rentabilidad del Activo** a jun-25 fue de **3,65%**, en línea al valor de 3,65% registrado a dic-24.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a jun-25 fue de **5,85%**, disminuyendo un 27% respecto del valor de 8,03% a dic-24, principalmente producto del menor resultado operacional registrado durante el periodo.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

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

Cifras Acumuladas		Flujo Efectivo	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-25	jun-24		2T25	2T24	Ac/Ac	T/T
775,1	1.031,1	Efectivo Equivalente Inicial*	768,4	906,2	(25%)	(15%)
253,6	79,5	Flujo Efectivo de la Operación	164,8	4,8	-	-
(90,7)	(92,9)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(47,2)	(45,3)	(2%)	4%
(158,0)	(89,9)	Flujo Efectivo de Inversión**	(101,0)	(43,3)	76%	-
5,0	(103,2)	Flujo Neto del Período	16,6	(83,7)	-	-
7,5	(21,7)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	2,6	17,9	-	(85%)
787,6	906,2	Efectivo Equivalente Final	787,6	947,1	(13%)	(17%)

(*) 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 2T25, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$16,6 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$83,7 millones del 2T24.

● **Actividades de la operación:** Durante el 2T25 se generó un flujo positivo de **US\$164,8 millones**, que se compara con el flujo positivo de US\$4,8 millones al 2T24 explicado principalmente por (1) un menor pago de impuestos en comparación con 2T24, (2) desfases de facturación y (3) venta de cuentas por cobrar asociadas al PEC. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de **US\$253,6 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$79,5 millones a jun-24, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo negativo de **US\$47,2 millones** durante el 2T25, que se compara con el flujo negativo de US\$45,3 millones registrado al 2T24, explicado principalmente por mayores desembolsos asociados al pago de préstamos e intereses, fundamentalmente del crédito bancario suscrito en 4T24 por US\$200 millones. **En términos acumulados**, se registró un flujo negativo de **US\$90,7 millones**, que se compara con el flujo negativo de US\$92,9 millones a jun-24, debido principalmente a un menor pago de dividendos en comparación con el periodo anterior.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo negativo de **US\$101,0 millones** durante el 2T25, que se compara con un flujo negativo de US\$43,3 millones al 2T24, principalmente explicado por los mayores desembolsos de CAPEX mayormente asociados al proyecto de baterías Celda Solar y Diego de Almagro Sur. **En términos acumulados**, se registró un flujo negativo de **US\$158,0 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$89,9 millones a jun-24, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 5.037 MW. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 13% del mercado, en los últimos 12 meses. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 6% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

Capacidad Instalada (MW) al 30 de junio 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	1.094	572	1.666
Diésel	108	0	108
Térmicas	1.576	572	2.148
Total	4.465	572	5.037

Tipo	Chile	Perú	Total
BESS	8	0	8

(*) Considera proyecto eólico Horizonte, que se encuentra finalizando el proceso de operación comercial de su segunda etapa.

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 manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, con un complemento tanto térmico eficiente como proveniente de otras fuentes renovables que permita contar con una matriz de generación segura, competitiva y sustentable.

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en distintas etapas de avance, incluyendo proyectos eólicos, de almacenamiento, solares y transmisión.

Proyectos de Generación y Transmisión en desarrollo en Chile

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Horizonte	816 MW	Eólica	Región Antofagasta	COD Horizonte Norte
BESS Celda Solar	912 MWh	Baterías	Región de Arica y Parinacota	Construcción
BESS Diego de Almagro	912 MWh	Baterías	Región de Atacama	Inversión 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
Cuatro Vientos	360 MW	Eólica	Región de los Lagos	EIA en tramitación
Encanto	250 MW + 1.040 MWh	Solar + Baterías	Región de O'Higgins	Desistido
Junquillos	473 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Modificación Horizonte	180 MW	Eólica	Región de Antofagasta	DIA aprobada
Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (Ex Lullaillaco)	2x500 kV	Transmisión	Región Antofagasta	DIA aprobada
Central de Bombeo Paposo	800 MW	Almacenamiento	Región Antofagasta	Suspendido

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

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

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

Al 2T25 se alcanzó el 99% de avance del proyecto. En junio se obtuvo el COD para la parte Norte del Parque, correspondiente a 70 aerogeneradores, y para la parte Sur se encuentran todos los antecedentes entregados para la revisión y aprobación por parte del CEN, la cual se espera para julio del presente año.

● **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 construcción, 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.

● **Proyecto BESS Celda Solar (912 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de 228 MW por 4 horas en las instalaciones del proyecto fotovoltaico Celda Solar. 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.

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

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

Al 2T25 el avance del proyecto es de un 30%, relacionado principalmente con la construcción de las fundaciones de las baterías, obras civiles en las subestaciones Chaca y Roncacho y la línea de transmisión respectiva.

● **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. 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 2T25 se avanzó con las tramitaciones pertinentes para el inicio de la construcción del proyecto.

● **Proyecto Solar Fovoltaiico 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. 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.

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 proyecto fotovoltaico y BESS, se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 31 de enero de 2024.

Al 2T25, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fovoltaiico y BESS Inti Pacha I, II y III (925 MW + 2.000 MWh):** Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 75 km al este de Tocopilla, en la comuna de María Elena de la Región de Antofagasta, y 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, 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 2T25, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fovoltaiico 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 promedio de aproximadamente 1.500 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sureste de la localidad de Pozo Almonte, en la comuna de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y 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 2T25, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Central de Bombeo Paposo (800 MW):** El proyecto “Central de Bombeo Paposo” 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 2T25, evaluando opciones para un eventual ingreso al SEIA. En este contexto se realizaron campañas que permitan mantener vigentes las líneas de base ambiental del proyecto, así como la continuidad del relacionamiento comunitario en la zona.

● **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 2T25 se continuó con el proceso de elaboración de la Adenda 1 del EIA y se realizó la Campaña Geotécnica para desarrollar la ingeniería de detalles.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS El Encanto (250 MW + 1.040 MWh):** El proyecto consideraría la instalación de un parque de generación de energía solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 250 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 553 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado, en la comuna de Marchigüe en la Región de O'Higgins, y utilizaría un área total de aproximadamente 478 ha, donde el BESS utilizaría aproximadamente 10 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 16,4 km, conectándose a la subestación existente Portezuelo.

Durante el 4T24 se realizó el ingreso a tramitación ambiental del EIA del proyecto.

Luego de un análisis técnico, socioambiental y económico, Colbún decidió desistir de este proyecto.

● **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 2T25, se continuó con el desarrollo de la ingeniería y bases de licitación de las obras del proyecto, la licitación de los aerogeneradores y la negociación de terrenos y tramitación de concesión eléctrica para la línea de transmisión. También, continuó el proceso de consulta indígena y la preparación de la Adenda 3.

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

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x500 kV Paríñas – Cumbre, con sus respectivos paños de línea y patio en 500 kV, incluyendo las líneas de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación 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 2T25 se continuó en el avance de los contratos de ingeniería de detalle y suministro de equipos principales.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 2T25, 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 desarrollo
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 2T25 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) del proyecto se ingresó a tramitación el 3T24.

El 2T25, se ingresó 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.

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 1T24 y actualmente continúa en tramitación.

● **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.

El 4T23, se aprobaron por parte del Ministerio de Energía y Minas los Términos de Referencia, el Plan de Participación Ciudadana del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto, y se aprobó el estudio de Preoperatividad del proyecto por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

● **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 2T25 se avanzó en la ejecución del Plan de Participación Ciudadana que comenzó en julio con el primer taller participativo.

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 junio 2025 ya tiene 3 meses transcurridos. Este año ha presentado déficits en las precipitaciones respecto de un año medio en las principales cuencas del SEN. Asimismo, la energía afluente refleja una Probabilidad de Excedencia del 92%. A continuación, se detallan tablas comparativas de precipitaciones.

Precipitaciones año hidrológico abr25-mar26 hasta junio 2025		
Cuenca/Zona	Superávit/déficit c/r a año medio	Superávit/déficit c/r a año 2024
Aconcagua	-57 mm (-29%)	-157 mm (-54%)
Maule	-378 mm (-37%)	-592 mm (-49%)
Laja	-213 mm (-26%)	-509 mm (-47%)
Bio Bío	-223 mm (-17%)	-503 mm (-34%)
Chapo	-1 mm (-1%)	-67 mm (-5%)

Perú

Al junio 2025, se registra una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 0%, siendo 10% el valor registrado el año 2024

En 2T25 la demanda eléctrica aumentó en 2,6% en relación con el mismo período del año 2024, debido al incremento de demanda regulada y minera. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 2T25 se registró una disminución de la demanda eléctrica de un 2,0%.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 2T25 alcanzó los US\$24,4/MWh. En contraste con el 1T25 (US\$30,5/MWh), la disminución se debe a mayor disponibilidad del recurso hídrico.

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 gran 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, complementados con 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 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 finales 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 39 clientes por 357 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destacan los contratos de energía renovable con Parque Arauco S.A., por 150 GWh anuales a partir de enero 2026, y el contrato con Grupo SMU por 60 GWh anuales a partir de marzo 2025, ambos por un periodo 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

Durante el 2025, se han adjudicado en Perú contratos de suministro con 11 clientes por 30,6 MW anuales. La adjudicación más importante fue la renovación por 5 años con nuestro cliente minero Operadores Concentrados Peruanos (15 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 como política integrar con excelencia las dimensiones sociales y ambientales al desarrollo de sus proyectos. Por su parte, la Compañía ha desarrollado un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general, iniciando un proceso transparente de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de los proyectos y durante todo el ciclo de vida de estos.

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 segundo trimestre de 2025: Sin nuevas leyes promulgadas en el segundo trimestre de 2025.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
Proyecto de ley de Permisos 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.	El 01 de julio 2025 se aprobó el tercer trámite del Proyecto de Ley en la Cámara de Diputados y se despachó para que se promulgue como Ley. El Tribunal Constitucional debe revisar la constitucionalidad de algunos artículos.
Proyecto de Ley de Subsidio Eléctrico y Perfeccionamiento de la Superintendencia	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).	Este proyecto se encuentra en segundo trámite constitucional en el Senado, en la Comisión de Minería y Energía.

de Electricidad y Combustible (SEC)	Perfeccionar facultades de la SEC: posibilidad de que los fiscalizados propongan planes de acción y elevar monto de compensaciones automáticas no autorizadas.	Se votaron las indicaciones presentadas y se despachó a la Comisión de 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.	En enero de 2025 se terminó la discusión en particular de las indicaciones presentadas al PdL en la Comisión de Medio Ambiente del Senado. 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.
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 aún se espera fecha de sesión y así finalizar su primer trámite constitucional.

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
Capítulo Programación de la Operación de la Norma Técnica de Programación de la Operación	El capítulo de la Norma Técnica tiene por objetivo establecer el procedimiento y la información requerida para que el Coordinador realice la Programación de la Operación de las instalaciones interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional. La norma contiene lo siguiente: - Etapas de Programación: describe las exigencias para las etapas de largo, mediano, corto e intradiaria. - Pronósticos de caudales, recurso solar y eólico. - Exigencias para instalaciones de generación, auto productores, recursos gestionables, sistemas de almacenamiento, instalaciones de transmisión, demanda. - Programación de los Servicios Complementarios. - Informes a realizar por el Coordinador: mensual y anual.	Publicado – El 2 de abril de 2025 se publicó en el Diario Oficial.

- Disposiciones transitorias con plazos para implementación de la norma.

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 19 de mayo concluyó el plazo de consulta pública. El Ministerio de Energía se encuentra revisando las observaciones enviadas por los agentes del mercado.
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 – El 24 de abril de 2025 se realizó la cuarta mesa de trabajo.
Resoluciones Reglamentarias Ley 21.721	En el contexto de la implementación de la Ley 21.721 de Transmisión, la Comisión Nacional de Energía tiene un plazo de 90 días hábiles para dictar las resoluciones exentas de carácter reglamentarias que establecen los plazos, requisitos y procedimientos de la ley. Se contempla la dictación de las siguientes resoluciones: • Mecanismo Revisión Valor de Inversión adjudicado (Art. 99 LGSE): • Mecanismo Revisión Valor de Inversión adjudicado (Art. segundo transitorio). • Licitación Obras de Ampliación por parte de sus propietarios. • Mecanismo de Determinación de Obras Necesarias y Urgentes (Art. 91 bis). • Transmisión Zonal propuestas por PMGD.	En Desarrollo – Actualmente se tiene el siguiente estado de publicación de las resoluciones reglamentarias: • Mecanismo Revisión Valor de Inversión • Licitación Obras de Ampliación. • Mecanismo de Determinación de Obras Necesarias y Urgentes • Transmisión Zonal propuestas por PMGD
Modificación Reglamento SEIA	Estas y el resto de las disposiciones contenidas en la Ley 21.721 serán incluidas en la modificación de los reglamentos de transmisión (DS37 y DS10). 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.	En Desarrollo – El 11 de abril 2025 concluyó la consulta pública.
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 para instalaciones basadas en convertidores, en conjunto con robustez de tensión y robustez de frecuencia. Además, se introducen 2 nuevos anexos técnicos: • Metodología para determinar requerimientos de robustez. • Exigencias mínimas para instalaciones basadas en convertidores.	En Desarrollo – El 02 de julio 2025 salió a 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 proceso de consulta pública hasta el 02 de Julio de 2025.

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.	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.

Título	Detalle	Estado Actual
	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.	
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.

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.

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.

Título	Detalle	Estado Actual
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 11 de junio de 2025, el COES subsanó las observaciones del Osinergrmin. Actualmente, se encuentra a la espera de la prepublicación del proyecto de modificación.
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 11 de junio de 2025, el COES subsanó las observaciones del Osinergrmin. Actualmente, se encuentra a la espera de la prepublicación del proyecto de modificación.
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 Osinergrmin 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 Osinergrmin se encuentra evaluando estos aportes, sin fecha definida para la versión final.
Actualización de la Tasa de Indisponibilidad Fortuita y el Margen de Reserva Firme Objetivo para el periodo del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.	El Osinergrmin ha actualizado la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) para el periodo del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029. Los nuevos valores aprobados son los siguientes: • MRFO: 20.10% (anterior: 19.90%) • TIF: 6.90% (anterior: 3.50%) En ese sentido, de aplicarse estos valores, se modifica el Precio Básico de Potencia (PBP) de USD 5.9/kW-mes a USD 6.1/kW-mes.	Publicado – El 06 de mayo de 2025 se publicó en el Diario “El Peruano”.
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 junio de 2025, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 82% a tasa fija y 18% a tasa flotante.

B.2.3 Riesgo de crédito

La Compañía se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera.

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 junio 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 junio de 2025, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$788 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 53 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.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$101 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 junio 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 junio 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 junio 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\$75 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$75 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 25%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local BBB+ o superior. Respecto a los derivados, la contraparte que concentra la mayor participación alcanza un 53% 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

La empresa opera en un entorno donde los riesgos ambientales son cada vez más relevantes, tanto por las crecientes regulaciones como por las expectativas de los grupos de interés respecto a la sostenibilidad y la gestión responsable. En este apartado, se identifican y evalúan los principales riesgos ambientales que pueden impactar significativamente en la operación, reputación y resultados financieros de la compañía. Estos riesgos incluyen:

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

Los principales riesgos asociados al desempeño ambiental son:

1. Incumplimiento de la legislación ambiental y de los compromisos ambientales (Delitos ambientales y económicos)
2. Contaminación de agua, aire o suelo
3. Alteración de patrimonio cultural
4. Eventos que gatillen pérdida o alteración a la biodiversidad
5. Eventos que afecten a la comunidad
6. Procedimientos de sanción, paralización de la construcción u operación
7. Daño reputacional
8. Falta de coherencia
9. Barrera para la adjudicación de nuevos proyectos
10. Impedimento para el financiamiento de proyectos

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	Reducción generación hidroeléctrica y térmica	Físico/crónico	- Evaluación de escenarios de bajas precipitaciones en la planificación energética - En desarrollo plataforma de pronóstico de deshielo - Evaluación e implementación de medidas de eficiencia hídrica en centrales (i.e. POI Nehuenco)
Sequía		Físico/agudo	- Existen alternativas de acceso a agua contratadas para Nehuenco - Crecimiento de la Compañía hacia proyectos renovables menos dependientes del recurso 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 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

La diversidad y equidad, así como el trato justo para las personas, son factores de fuerte importancia para desarrollar entornos laborales respetuosos y potenciar el éxito a largo plazo de las organizaciones, ya que estas se benefician de mayor variedad de perspectivas, experiencias y habilidades. Asimismo, es una forma de generar oportunidades laborales para grupos humanos que hasta ahora no han formado parte de algunas industrias. Colbún fomenta un ambiente de trabajo seguro y respetuoso que promueve la igualdad de oportunidades y permite la autenticidad de todos los colaboradores.

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. Falta de imparcialidad en el trato Cultura Organizacional

Para mitigar estos riesgos e impactos Colbún ha publicado la Política de Diversidad, Equidad e Inclusión de Colbún, constituyó el Comité de Diversidad, Equidad e Inclusión y algunos de los trabajos realizados son que alcanzamos un 24% de dotación femenina, es una meta corporativa, y parte del Plan de Equidad de Género instaurado en 2018 además de lograr casi un 18% de mujeres en cargos de liderazgo y la realización de talleres "Promoción de Ambientes Sanos y Libres de Acoso", con foco en trabajadores y líderes de la Compañía.

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.