

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Al 30 de junio de 2026



2º TRIMESTRE 2026

ÍNDICE

2T26 Informe trimestral

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	8
Generación y Ventas Físicas Chile	8
Generación y Ventas Físicas Perú	11
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	13
Análisis Resultado Operacional Chile	14
Análisis Resultado Operacional Perú	16
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	18
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	19
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	21
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	23
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	24
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	24
Gestión de riesgo	30

Conference Call Resultados 2T26

Fecha: Lunes 03 de agosto de 2026

Hora: 9:00 AM Eastern Time
9:00 AM Chilean Time

USA: +1 718 866 4614

Chile: +562 2840 1484

Link Evento:

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

Contacto Relación con Inversionistas:

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

Carolina Plasser L.
cplasser@colbun.cl

1. SINOPSIS DEL PERIODO

Principales cifras a nivel consolidado

- Durante el segundo trimestre de 2026 (2T26), Colbún registró **Ingresos de actividades ordinarias** por **US\$449,2 millones**, aumentando un 12% respecto de los US\$402,6 millones registrados en el 2T25. Esta variación se explica principalmente por (i) mayores ventas de energía y potencia en Chile, asociadas al mayor volumen comercializado en el mercado spot como consecuencia de la mayor generación registrada durante el trimestre, junto con mayores precios spot, y (ii) mayores ingresos provenientes de clientes regulados en Perú, producto de la incorporación del contrato con Pluz Energía y del aumento de la potencia contratada por Electro Oriente. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos provenientes de clientes regulados y libres en Chile, así como por menores ingresos de clientes libres en Perú. En **términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias alcanzaron **US\$857,7 millones** a Jun-26, aumentando un 5% respecto de los US\$815,0 millones registrados a Jun-25. Este aumento se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **EBITDA** consolidado del 2T26 alcanzó **US\$156,9 millones**, aumentando un 12% respecto de los US\$140,6 millones registrados en el 2T25. Esta variación se explica principalmente por el mayor margen bruto registrado tanto en Chile como en Perú. En Chile, el aumento estuvo impulsado por las mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot, parcialmente compensadas por el mayor consumo de carbón asociado al retorno a operación de la central Santa María. En Perú, el mayor EBITDA respondió al aumento de los ingresos provenientes de clientes regulados y a la mayor generación de la central Fenix durante el trimestre. En **términos acumulados**, el EBITDA alcanzó **US\$289,5 millones**, disminuyendo un 9% respecto de los US\$319,1 millones registrados a Jun-25. Esta variación se explica principalmente por el impacto de la interrupción del sistema de transporte de gas natural de TGP durante el 1T26, que obligó a Fenix a operar temporalmente con diésel y a realizar mayores compras de energía para abastecer sus compromisos contractuales. A ello se sumó el menor margen bruto acumulado en Chile, asociado principalmente a menores ventas a clientes regulados y al mayor consumo de carbón. Estos efectos fueron parcialmente compensados por las mayores ventas de energía y potencia registradas durante el segundo trimestre.
- El **Resultado operacional** del 2T26 alcanzó **US\$89,5 millones**, aumentando un 8% respecto de los US\$82,7 millones registrados en el 2T25. Este incremento fue impulsado por el mayor EBITDA consolidado registrado durante el trimestre. Sin embargo, el crecimiento del Resultado operacional fue inferior al del EBITDA debido al aumento en los gastos de depreciación, asociado principalmente a la entrada en operación comercial del Parque Eólico Horizonte. En **términos acumulados**, el Resultado operacional alcanzó **US\$156,9 millones**, disminuyendo un 23% respecto de los US\$204,5 millones registrados a Jun-25. Esta disminución refleja el menor desempeño operacional del semestre, explicado principalmente por el impacto registrado en Perú durante el 1T26 producto de la interrupción del sistema de transporte de gas natural de TGP, junto con la disminución del margen bruto acumulado en Chile. A ello se sumó el incremento en los gastos de depreciación y amortización asociados a la entrada en operación comercial del Parque Eólico Horizonte, lo que amplificó la caída del Resultado operacional respecto de la observada en el EBITDA.
- El **Resultado no operacional** del 2T26 presentó una pérdida de **US\$42,2 millones**, superior a la pérdida de US\$22,6 millones registrada en el 2T25. Esta variación se explica principalmente por (i) mayores pérdidas registradas en la línea de Otras Ganancias (Pérdidas), asociadas al reconocimiento de efectos extraordinarios de carácter no recurrente, destacando los costos derivados de la cancelación anticipada de contratos de abastecimiento de carbón que habían sido firmados durante el año 2022 y (ii) un mayor gasto financiero, explicado principalmente por una menor activación de intereses tras la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte y, en menor medida, por un mayor nivel de deuda financiera promedio. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una ganancia por diferencia de cambio registrada durante el período. En **términos acumulados**, el Resultado no operacional presentó una pérdida de **US\$70,4 millones**, superior a la pérdida de US\$38,7 millones registrada a Jun-25, producto de las mismas razones que explican la variación trimestral.
- Durante el 2T26 se registró un **gasto por impuestos a las ganancias** de **US\$10,7 millones**, comparado con un gasto de US\$11,9 millones registrado en el 2T25. Esta disminución se explica principalmente por la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el período. En **términos acumulados**, el gasto por impuestos a las ganancias alcanzó **US\$25,6 millones**, comparado con US\$35,2 millones a Jun-25, como consecuencia de la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el semestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la depreciación del sol peruano a inicios del trimestre que generó efectos negativos en impuestos diferidos en la filial Fenix Power Perú, elevando la tasa efectiva de impuestos.

● Como resultado de lo anterior, la Compañía presentó durante el 2T26 una **ganancia** de **US\$36,6 millones**, comparada con una ganancia de US\$48,2 millones registrada en el 2T25. Esta disminución se explica principalmente por el deterioro del Resultado no operacional, efecto parcialmente compensado por el mayor Resultado operacional y por el menor gasto por impuestos a las ganancias. En **términos acumulados**, la Compañía presentó una ganancia de **US\$60,9 millones** a Jun-26, comparada con una ganancia de US\$130,6 millones registrada a Jun-25. Esta disminución se explica por el menor Resultado tanto operacional como no operacional registrados durante el semestre, efectos parcialmente compensados por el menor gasto por impuestos a las ganancias.

Hechos destacados del trimestre

ESTRATEGIA COMERCIAL:

- Durante el 2026, se han firmado en Chile contratos de venta de energía con 68 clientes, por un total de 481 GWh anuales. Entre los principales acuerdos destacan: Grupo Errázuriz (139 GWh anuales) a partir de abril de 2026 con vigencia de 4 años y CERMAQ S.A. (95 GWh anuales) a partir de enero 2027 con una vigencia de 4 Años.
- Por su parte, durante el 2026 en Perú se han adjudicado contratos de suministro con 8 clientes, por un total de 15,5 MW (70 GWh-año).

FINANCIAMIENTO:

- El 6 de abril de 2026, Colbún S.A. realizó el prepago total del crédito bancario suscrito con Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC), por un monto de US\$162,2 millones, compuesto por US\$160,0 millones de capital y US\$2,2 millones de intereses devengados a la fecha del prepago.

DIVIDENDOS:

- Con fecha 15 de mayo de 2026, la Compañía pagó el dividendo definitivo N°67 por un monto total de US\$15,6 millones, con cargo a la utilidad líquida distributable del ejercicio 2025. Este pago, sumado al dividendo provisorio por US\$78,0 millones distribuido a partir del 12 de diciembre de 2025, totalizó dividendos por US\$93,1 millones, lo que corresponde al 50% de la utilidad líquida distributable del año 2025, concordante con la política de dividendos.

AVANCES DE PROYECTOS:

● En Construcción - Chile:

- BESS Celda Solar (228 MW / 912 MWh): Al cierre del 2T26, el proyecto alcanzó un avance de 94%. Durante el trimestre, se completó la energización de los 15 circuitos del parque y se iniciaron las pruebas de carga y descarga de las baterías. El proyecto ya pasó desde una fase concentrada en montaje y conexiones eléctricas hacia actividades de energización y pruebas operacionales.
- BESS Diego de Almagro Sur (228 MW / 912 MWh): Al cierre del 2T26, el proyecto alcanzó un avance de 58%. Durante el trimestre, finalizó el montaje de los principales equipos y de sus salas eléctricas. Durante el trimestre se completó, por tanto, una etapa relevante del montaje electromecánico y el proyecto avanzó hacia las labores de interconexión.
- Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (Ex Lullaillaco, 2x500 kV): Al cierre del 2T26, el proyecto alcanzó un avance general de 70%. Durante el trimestre, se completó aproximadamente el 90% de las fundaciones y se adquirió la totalidad de los suministros principales.

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

● Mantenimientos Programados:

Durante el 2T26, algunas de nuestras centrales llevaron a cabo mantenimientos mayores o anuales para asegurar su correcto funcionamiento y eficiencia:

- Central termoeléctrica Nehuenco: se realizaron mantenimientos programados en las unidades U2, entre el 17 y el 25 de abril; y en y en la U3, el cual se inició el 20 de abril.
- Central hidroeléctrica Colbún: se ejecutaron los mantenimientos mayores anuales de las unidades U1 y U2. La U1 estuvo en mantenimiento entre el 6 y el 30 de abril, mientras que la U2 fue intervenida entre el 11 y el 19 de junio.
- Central hidroeléctrica Rucúe U2: se realizó el mantenimiento mayor anual de la unidad U2 entre el 27 de abril y el 20 de mayo.

- Central hidroeléctrica Canutillar U2: el 29 de junio se inició el mantenimiento mayor anual de la unidad U2.

PROYECTO DE LEY DE PROTECCIÓN TARIFARIA ELÉCTRICA:

● El 22 de junio de 2026, el Ejecutivo ingresó a la Cámara de Diputadas y Diputados el proyecto de ley de Protección Tarifaria Eléctrica, iniciativa que busca mitigar el impacto de las reliquidaciones tarifarias sobre las cuentas de clientes regulados, regularizar procesos pendientes de distribución y transmisión, y fortalecer la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Entre sus principales medidas, el proyecto propone la creación de un Saldo de Normalización Tarifaria para agrupar las deudas originadas por reliquidaciones del Valor Agregado de Distribución y de los sistemas medianos. Dicho saldo sería financiado mediante el Fondo de Estabilización de Tarifas y un nuevo componente transitorio del Cargo MPC de CLP\$5/kWh, que comenzaría a aplicarse en enero de 2028. Adicionalmente, la iniciativa contempla extender hasta 2027 el subsidio transitorio al consumo eléctrico para usuarios residenciales y establece una facultad excepcional para que la Comisión Nacional de Energía, previa autorización del Ministerio de Energía, desarrolle mecanismos voluntarios orientados a modificar contratos de suministro vigentes para clientes regulados, con acuerdo de las partes, con el objeto de reducir el precio de la energía.

● Con posterioridad al cierre del trimestre, el 22 de julio de 2026, el Congreso Nacional despachó a ley el proyecto, quedando únicamente pendiente su promulgación. La normativa mantiene los principales lineamientos informados durante el trimestre, incorporando además medidas destinadas a fortalecer la seguridad y calidad del suministro eléctrico, incluyendo nuevas herramientas para el desarrollo de planes de inversión en distribución y la ampliación de las causales que habilitan la adopción de medidas preventivas frente a situaciones de insuficiencia del sistema.

● Desde la perspectiva de la Compañía, las medidas tarifarias contenidas en la normativa no establecen nuevas obligaciones económicas directas para las empresas generadoras ni modifican unilateralmente sus contratos de suministro. En particular, el mecanismo excepcional de modificación de contratos para clientes regulados tiene carácter voluntario, se encuentra sujeto al acuerdo de las partes y está orientado exclusivamente a reducir el precio de la energía. Sin perjuicio de lo anterior, la normativa amplía las circunstancias que permiten adoptar medidas preventivas frente a situaciones de insuficiencia del sistema, cuyos efectos dependerán de su implementación y regulación posterior.

Hechos posteriores del trimestre

LEY DE RECONSTRUCCIÓN NACIONAL Y DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL:

● Con fecha 21 de julio de 2026, la Cámara de Diputados votó en tercer Trámite Constitucional el Proyecto de Reconstrucción Nacional y Desarrollo Económico y Social, aprobando en su totalidad el Proyecto, con excepción de un par de articulados que seguirán tramitándose legislativamente. La Compañía se encuentra analizando los efectos financieros y tributarios derivados del Proyecto, con el fin de que sean aplicados una vez la ley sea promulgada.

CONDICIONES CLIMÁTICAS Y SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO:

● Durante julio, una serie de temporales que afectó a gran parte del país dejó en evidencia una realidad estructural del sistema eléctrico chileno: pese al importante avance en la incorporación de energías renovables, la seguridad de suministro continúa dependiendo en gran medida de las condiciones climáticas.

Previo a las lluvias, el año hidrológico estaba en el rango del 98% más seco desde que existe registro. La menor disponibilidad de recursos hídricos, junto con una alta variabilidad eólica y una menor generación solar propia de la temporada invernal, incrementó significativamente la dependencia de la generación térmica. En ese contexto, esta llegó a representar cerca del 50% de la producción eléctrica nacional, impulsando los costos marginales en Alto Jahuel a niveles superiores a US\$300/MWh. Tras las precipitaciones la generación hidroeléctrica aumentó, la participación térmica se redujo de forma relevante y los costos marginales descendieron a niveles inferiores a US\$10/MWh.

Este contraste refleja tanto la resiliencia como las vulnerabilidades del sistema y reafirma la importancia de contar con un suministro eléctrico que combine seguridad, competitividad y sostenibilidad. En el escenario actual, la generación térmica eficiente -particularmente a gas natural- continúa desempeñando un rol fundamental como respaldo para la integración de energías renovables variables. Sin embargo, la discusión trasciende el rol de una tecnología específica: la transición energética requiere una mirada de largo plazo que incorpore oportunamente inversiones en respaldo, almacenamiento, transmisión e incentivos regulatorios adecuados, de modo de asegurar la disponibilidad de recursos estratégicos y fortalecer la resiliencia del sistema frente a eventos climáticos cada vez más extremos e inciertos.

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 2T25 y 2T26, y acumulado a Jun-25 y Jun-26.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
5.947	5.720	Total Ventas Físicas (GWh)	3.197	2.919	4%	10%
414	797	Clientes Regulados	210	404	(48%)	(48%)
5.065	4.923	Clientes Libres	2.519	2.514	3%	0%
469	0	Ventas en el Mercado Spot	469	0	-	-
1.365	1.510	Potencia (MW)	1.347	1.507	(10%)	(11%)
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
5.817	5.384	Total Generación (GWh)	3.288	2.756	8%	19%
2.037	2.462	Hidráulica	1.082	1.374	(17%)	(21%)
2.519	1.951	Térmica	1.518	865	29%	76%
1.740	1.764	Gas	925	821	(1%)	13%
30	50	Diésel	28	43	(39%)	(36%)
749	138	Carbón	566	0	-	-
1.261	971	ERFV*	688	518	30%	33%
974	678	Eólica	560	384	44%	46%
288	293	Solar	128	134	(2%)	(5%)
238	422	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	184	(44%)	-
231	(422)	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	469	(184)	-	-

(*) Nota: Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras (eólica) e Imelsa (solar).

ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 2T26 alcanzaron **3.197 GWh**, registrando un aumento de 10% respecto del 2T25. Esta variación se explica principalmente por ventas de energía en el mercado spot por 469 GWh, en comparación con un período sin ventas spot durante el 2T25, principalmente producto de la mayor generación durante el trimestre. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución de 195 GWh en las ventas a clientes regulados, asociada principalmente al vencimiento, en Dic-25, de un contrato con Enel Distribución (Chilectra, adjudicado en la licitación de 2006). Por su parte, las ventas a clientes libres se mantuvieron estables respecto del 2T25.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a Jun-26 alcanzaron **5.947 GWh**, aumentando un 4% respecto de los 5.720 GWh registrados a Jun-25. Esta variación se explica principalmente por (i) ventas en el mercado spot por 469 GWh, asociadas a los excedentes generados durante el segundo trimestre, y (ii) un aumento de 142 GWh en las ventas a clientes libres, impulsado principalmente por la entrada en vigencia de nuevos contratos y ajustes en contratos existentes. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución de 383 GWh en las ventas a clientes regulados, principalmente producto del vencimiento del contrato con Enel Distribución mencionado anteriormente.

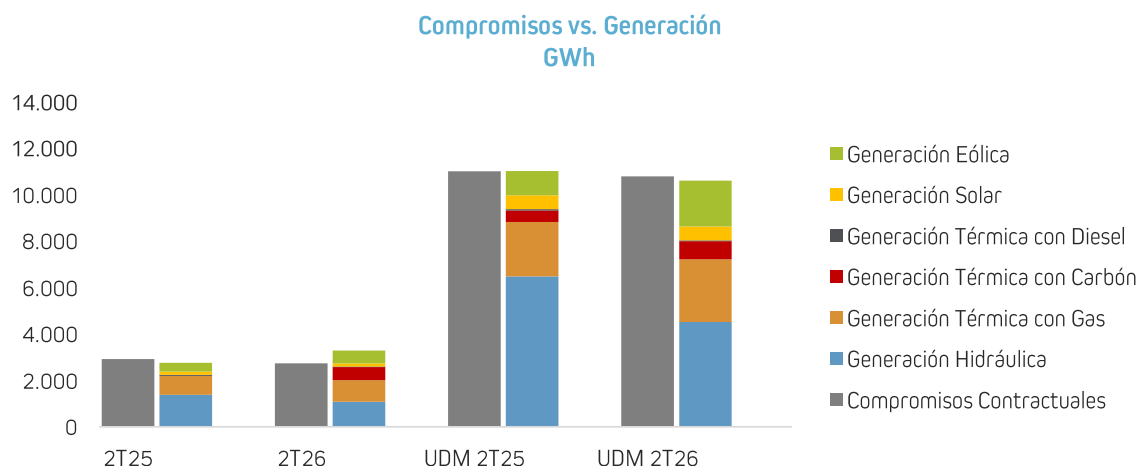
Por su parte, la **generación de Colbún** durante el trimestre alcanzó **3.288 GWh**, aumentando un 19% respecto del 2T25. Esta variación se explica principalmente por (i) una mayor generación térmica en base a carbón (+566 GWh), producto del retorno a operación de la central Santa María, la cual no registró generación durante el 2T25 debido a la indisponibilidad derivada del siniestro ocurrido en marzo de dicho año, (ii) una mayor generación eólica (+176 GWh), explicada principalmente por una mayor contribución

del Parque Eólico Horizonte, que durante el período comparable se encontraba aún en etapa de puesta en servicio, y (iii) una mayor generación térmica en base a gas (+103 GWh), asociada a un mayor despacho económico de las unidades del Complejo Nehuenco, en un contexto de mayor disponibilidad de combustible y aumento de los costos marginales hacia el cierre del trimestre. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación hidráulica (-292 GWh), debido a condiciones hidrológicas menos favorables, y por menores aportes de generación diésel (-15 GWh) y solar (-6 GWh).

En **términos acumulados**, la generación alcanzó **5.817 GWh**, aumentando un 8% respecto del primer semestre de 2025. Esta variación se explica principalmente por una mayor generación en base a carbón (+611 GWh), asociada al retorno de Santa María, y por una mayor generación eólica (+295 GWh), principalmente por el mayor aporte de Horizonte. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación hidráulica (-425 GWh), mientras que la generación a gas se mantuvo relativamente estable respecto del período comparable (-23 GWh).

● El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por **469 GWh**, en comparación con compras netas por 184 GWh observadas en el 2T25. Esta mejora de 653 GWh en la posición neta se explica principalmente por la mayor generación térmica y eólica del período, que compensó ampliamente la menor generación hidráulica y permitió disponer de mayores excedentes para su comercialización. Adicionalmente, la disminución de las ventas a clientes regulados redujo los retiros comprometidos por la Compañía, contribuyendo al cambio desde una posición compradora a una posición vendedora en el mercado spot.

En **términos acumulados**, a Jun-26 se registraron ventas netas por **231 GWh**, en comparación con compras netas por 422 GWh a Jun-25. Esta mejora de 653 GWh refleja principalmente el superávit físico registrado durante el segundo trimestre, que permitió compensar las compras netas por 238 GWh observadas durante el 1T26. Lo anterior se explica por la mayor generación acumulada, principalmente en base a carbón y eólica, junto con menores retiros de clientes regulados, efectos parcialmente compensados por la menor generación hidráulica y el aumento de las ventas a clientes libres.



● **Mix de generación en Chile:** Durante el 2T26, la generación del SEN alcanzó **21.842 GWh**, aumentando 3% respecto al 2T25, acompañado de una redistribución del mix de generación. En particular, se registró una mayor generación solar (+985 GWh), producto del aumento de la capacidad instalada y de una mayor operación de sistemas BESS, una mayor generación eólica (+512 GWh), explicada principalmente por menores vertimientos asociados a una mejora en la capacidad de transmisión del sistema, y una mayor generación térmica (+292 GWh), impulsada principalmente por una mayor generación en base a carbón y, en menor medida, por un mayor despacho económico y por seguridad del sistema de las centrales a gas. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación hidráulica (-1.188 GWh), producto de una condición hidrológica menos favorable.

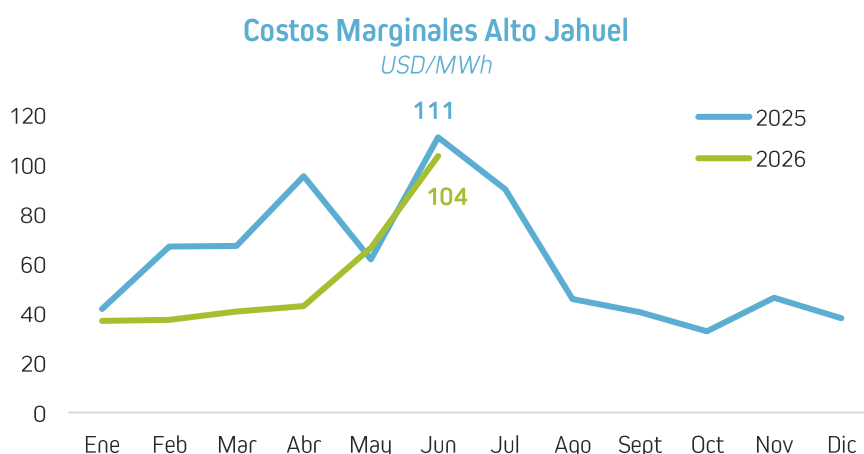
A la fecha, el año hidrológico (Abr-26 a Mar-27) ha presentado déficits relevantes de precipitaciones respecto de un año medio en las principales cuencas del SEN, destacando: Aconcagua: -89%; Maule: -86%; Laja: -51%; Biobío: -63%; y Chapo: -41%.

En este contexto, los costos marginales promedio registraron una disminución cercana al 19%, promediando 65,8 USD/MWh en las principales barras durante el 2T26, comparado con los 81,7 USD/MWh registrados en el 2T25. Esta variación se explica

principalmente por la mayor generación solar y eólica, el mayor aporte de los sistemas BESS y una mayor participación de generación térmica en base a carbón. Por su parte, la demanda eléctrica nacional creció 1,4% durante el 2T26, en comparación con el 2T25.

Tabla 2: Generación del SEN

Cifras Acumuladas		Generacion SEN	Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
43.479	42.716	Total Generación (GWh)	21.842	21.216	2%	3%
8.599	10.530	Hidráulica	4.079	5.267	(18%)	(23%)
7.785	7.615	Gas	4.101	4.110	2%	(0%)
195	315	Diésel	147	208	(38%)	(29%)
7.893	7.356	Carbón	4.509	4.156	7%	9%
6.232	5.739	Eólica	3.340	2.828	9%	18%
11.390	9.821	Solar	4.885	3.901	16%	25%
1.386	1.339	Otros	780	747	4%	5%



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 2T25 y 2T26 de Fenix en Perú, y acumulado a Jun-25 y Jun-26.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
2.066	1.712	Total Ventas Físicas (GWh)	1.035	876	21%	18%
1.173	761	Clientes Regulados	584	377	54%	55%
804	835	Clientes Libres	404	415	(4%)	(3%)
90	116	Ventas en el Mercado Spot	48	85	(22%)	(44%)
567	566	Potencia (MW)	568	566	0%	0%
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
1.867	1.498	Total Generación (GWh)	1.052	669	25%	57%
1.779	1.498	Gas	1.052	669	19%	57%
88	0	Diesel	0	0	-	-
249	257	Compras en el Mercado Spot (GWh)	10	226	(3%)	(96%)
(160)	(141)	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	37	(142)	13%	-

Las **ventas físicas** durante el 2T26 alcanzaron **1.035 GWh**, aumentando un 18% respecto del 2T25. Esta variación se explica principalmente por un incremento de 207 GWh en las ventas a clientes regulados, asociado a (i) la entrada en vigencia del contrato con Pluz Energía (112,5 MW) y (ii) el aumento de la potencia contratada con Electro Oriente, desde 98 MW hasta 111 MW. Este efecto fue parcialmente compensado por menores ventas de energía en el mercado spot por 37 GWh y por una disminución de 11 GWh en las ventas a clientes libres, producto del término de algunos contratos de suministro principalmente con clientes mineros.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a Jun-26 alcanzaron **2.066 GWh**, aumentando un 21% respecto de los 1.712 GWh registrados a Jun-25. Esta variación se explica principalmente por un incremento de 411 GWh en las ventas a clientes regulados, asociado a los nuevos compromisos comerciales mencionados anteriormente. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución de 31 GWh en las ventas a clientes libres, producto del término de contratos, y por menores ventas en el mercado spot por 26 GWh.

Por su parte, la **generación** de Fenix durante el trimestre alcanzó **1.052 GWh**, aumentando un 57% respecto del 2T25. Este incremento se explica principalmente por la mayor disponibilidad de la central, considerando que el mantenimiento mayor de 2026 se realizó durante febrero, mientras que en 2025 se extendió entre el 4 y el 28 de abril, reduciendo significativamente la generación durante dicho mes. Adicionalmente, durante el 2T26 la central presentó una mayor generación producto del despacho económico de sus unidades.

En **términos acumulados**, la generación alcanzó **1.867 GWh**, aumentando un 25% respecto de los 1.498 GWh registrados a Jun-25. Esta variación responde principalmente a (i) una menor duración del mantenimiento anual de 2026, de 20 días, en comparación con los 25 días registrados en 2025, y (ii) un mayor despacho económico durante el período. Estos efectos permitieron compensar ampliamente la menor generación producto de las restricciones de operación derivadas de la interrupción del transporte de gas de TGP durante marzo.

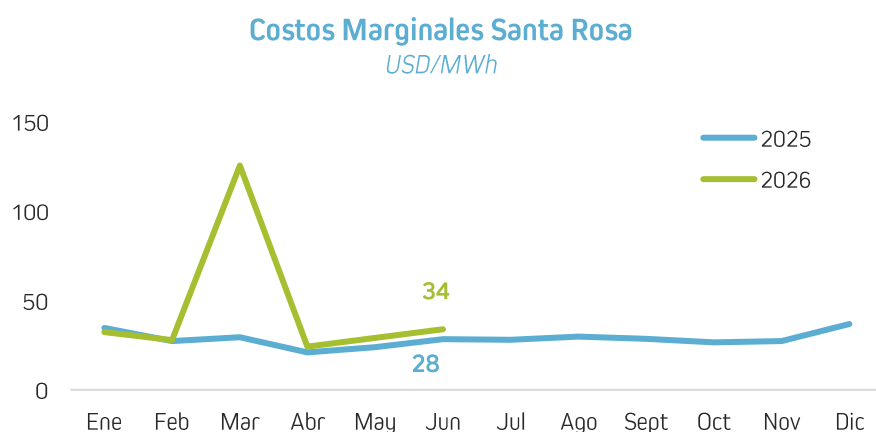
El **balance neto del mercado spot** durante el 2T26 registró ventas netas por **37 GWh**, en comparación con compras netas por 142 GWh observadas en el 2T25, representando una mejora de 179 GWh en la posición neta. Esta variación se explica principalmente por la mayor generación de Fenix durante el trimestre, que permitió cubrir los mayores retiros asociados a clientes bajo contrato y generar excedentes para su comercialización en el mercado spot. En contraste, durante el 2T25, la menor disponibilidad de la central producto del mantenimiento anual de abril obligó a cubrir parte de los compromisos contractuales mediante compras de energía.

En **términos acumulados**, a Jun-26 se registraron compras netas por **160 GWh**, superiores a las compras netas por 141 GWh observadas a Jun-25. Este mayor déficit, a pesar de la mayor generación del período, se explica principalmente por las mayores ventas a clientes regulados mencionadas anteriormente.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro que abastece al principal complejo hidroeléctrico del país (CH Mantaro y CH Restitución, ~900 MW) registró a Jun-26 una probabilidad de excedencia de 20,1%, en comparación con 5,3% observado en igual período del año anterior, reflejando condiciones hidrológicas menos favorables en lo que va del año hidrológico (Oct-25 a Sept-26). En este contexto, la generación hidroeléctrica acumulada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional disminuyó un 3,3% respecto de igual período del año anterior.

Por su parte, la generación termoeléctrica acumulada aumentó un 13,1%, impulsada principalmente por la menor generación hidroeléctrica del sistema, lo que requirió un mayor despacho de centrales térmicas. Adicionalmente, el crecimiento de la demanda eléctrica también contribuyó a un mayor despacho de este tipo de tecnologías. La generación en base a diésel también aumentó respecto del año anterior, principalmente como consecuencia de la interrupción del transporte de gas ocurrida entre el 1 y el 14 de marzo de 2026, período durante el cual se restringió la disponibilidad de gas para generación eléctrica. Adicionalmente, durante mayo y junio se registraron congestiones en la línea de transmisión L-5006 Carabayllo-Nueva Chimbote, lo que requirió el despacho de unidades diésel en la zona norte del SEIN. En este contexto, el costo marginal promedio de Santa Rosa alcanzó los US\$29,1/MWh durante el 2T26, en contraste con los US\$24,4/MWh registrados en el 2T25.

Por su parte, la demanda eléctrica nacional aumentó un 5,8% durante el 2T26 respecto del mismo período del año anterior, impulsada principalmente por un mayor consumo del sector minero y por el crecimiento vegetativo de la demanda.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T25 y 2T26, y acumulado a Jun-25 y Jun-26. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
857,7	815,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	449,2	402,6	5%	12%
144,8	160,4	Venta a Clientes Regulados	73,4	79,8	(10%)	(8%)
581,3	579,7	Venta a Clientes Libres	287,0	298,1	0%	(4%)
103,1	44,7	Ventas de Energía y Potencia	74,1	9,3	-	-
28,4	30,2	Otros Ingresos	14,7	15,3	(6%)	(4%)
(479,3)	(406,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(247,5)	(215,3)	18%	15%
(98,0)	(97,0)	Peajes	(47,3)	(48,5)	1%	(3%)
(88,2)	(55,1)	Compras de Energía y Potencia	(36,2)	(33,0)	60%	10%
(165,7)	(180,6)	Consumo de Gas	(93,1)	(97,3)	(8%)	(4%)
(30,4)	(10,9)	Consumo de Petróleo	(9,8)	(9,1)	-	8%
(45,2)	(11,7)	Consumo de Carbón	(34,6)	(0,5)	-	-
(51,9)	(51,4)	Otros	(26,6)	(26,9)	1%	(1%)
378,4	408,4	MARGEN BRUTO	201,7	187,2	(7%)	8%
(51,6)	(52,3)	Gastos por Beneficios a Empleados	(25,9)	(27,2)	(1%)	(5%)
(37,3)	(37,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(18,8)	(19,4)	1%	(3%)
(132,6)	(114,6)	Gastos por Depreciación y Amortización	(67,4)	(57,9)	16%	16%
156,9	204,5	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	89,5	82,7	(23%)	8%
289,5	319,1	EBITDA	156,9	140,6	(9%)	12%
20,1	18,8	Ingresos Financieros	9,3	9,9	7%	(6%)
(52,0)	(37,5)	Gastos Financieros	(24,3)	(19,1)	39%	27%
1,8	3,1	Diferencias de Cambio	3,2	0,2	(43%)	-
6,5	6,6	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,4	3,3	(2%)	3%
(46,8)	(29,8)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(33,9)	(16,9)	57%	-
(70,4)	(38,7)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(42,2)	(22,6)	82%	87%
86,5	165,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	47,3	60,2	(48%)	(21%)
(25,6)	(35,2)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(10,7)	(11,9)	(27%)	(10%)
60,9	130,6	GANANCIA (PÉRDIDA)	36,6	48,2	(53%)	(24%)
61,1	123,1	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	36,7	44,4	(50%)	(17%)
(0,3)	7,5	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,2)	3,9	-	-

(*): 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 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-26	Dic-25	Jun-25
Chile (CLP / US\$)	922,21	907,13	933,42
Chile UF (CLP/UF)	40.820,31	39.727,96	39.267,07
Perú (PEN / US\$)	3,42	3,36	3,54

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T25 y 2T26, y acumulado a Jun-25 y Jun-26. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
722,5	701,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	380,5	345,3	3%	10%
59,3	102,9	Venta a Clientes Regulados	29,8	50,9	(42%)	(41%)
538,2	534,0	Venta a Clientes Libres	265,0	275,4	1%	(4%)
102,0	41,9	Ventas de Energía y Potencia	74,1	7,1	-	-
23,1	22,5	Otros Ingresos	11,7	11,9	3%	(2%)
(371,8)	(345,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(209,1)	(183,3)	8%	14%
(95,1)	(94,8)	Peajes	(45,5)	(47,4)	0%	(4%)
(56,7)	(47,1)	Compras de Energía y Potencia	(29,5)	(27,2)	20%	9%
(117,7)	(135,5)	Consumo de Gas	(65,5)	(75,8)	(13%)	(14%)
(10,6)	(10,8)	Consumo de Petróleo	(9,8)	(9,0)	(2%)	8%
(45,2)	(11,7)	Consumo de Carbón	(34,6)	(0,5)	-	-
(46,4)	(45,3)	Otros	(24,3)	(23,5)	2%	4%
350,7	356,1	MARGEN BRUTO	171,5	161,9	(1%)	6%
(46,0)	(46,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(23,6)	(24,4)	(1%)	(4%)
(33,5)	(32,9)	Otros Gastos, por Naturaleza	(17,0)	(17,4)	2%	(2%)
(113,7)	(96,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(57,6)	(49,0)	17%	17%
157,5	179,7	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	73,3	71,1	(12%)	3%
271,2	276,5	EBITDA	130,9	120,1	(2%)	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** ordinarias durante el 2T26 alcanzaron **US\$380,5 millones**, aumentando un 10% respecto a los US\$345,3 millones registrados en el 2T25. Esta variación se explica principalmente por un aumento de US\$67 millones en las ventas de energía y potencia, asociado a un mayor volumen de ventas en el mercado spot como consecuencia de la mayor generación registrada durante el período, junto con mayores precios spot observados durante el trimestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (i) menores ingresos provenientes de clientes regulados, producto de una disminución en el volumen suministrado tras el término del contrato con Enel Distribución (Chilectra 2006), parcialmente compensado por un mayor precio promedio de venta del portafolio regulado, y (ii) una disminución de 4% en los ingresos provenientes de clientes libres, explicada principalmente por un menor precio promedio de venta, parcialmente compensado por mayores volúmenes físicos asociados a nuevos contratos.

En **términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias alcanzaron **US\$722,5 millones**, aumentando un 3% respecto a Jun-25. Esta variación se explica principalmente por mayores ingresos provenientes de ventas de energía y potencia en el mercado spot, asociados a un mayor volumen de generación y mayores precios de mercado observados durante el segundo trimestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores ingresos provenientes de clientes regulados derivados del vencimiento del contrato con Enel Distribución.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** durante el 2T26 totalizaron **US\$209,1 millones**, aumentando un 14% respecto al 2T25. Esta variación se explica principalmente por el mayor consumo de carbón, asociado al retorno a operación de la central Santa María, la cual se encontró indisponible durante el 2T25 producto del siniestro ocurrido en marzo 2025. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución en los costos de consumo de gas, pese al mayor despacho de las unidades de ciclo combinado, producto de una disminución en el costo promedio de suministro.

En **términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados alcanzaron **US\$371,8 millones**, aumentando un 8% respecto de Jun-5. Dicha variación se debe a las mismas razones que explican las diferencias en términos trimestrales, sumado a mayores compras de energía y potencia, principalmente asociados a mayores precios spot observados durante el trimestre.

● El **Resultado operacional** durante el 2T26 alcanzó **US\$73,3 millones**, aumentando un 3% respecto a los US\$71,1 millones registrados durante el 2T25. Esta variación se explica principalmente por el mayor margen bruto generado durante el trimestre, impulsado por el incremento en las ventas de energía y potencia en el mercado spot. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un aumento en los gastos por depreciación y amortización, asociado principalmente a la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte (COD junio-julio 2025).

En **términos acumulados**, el resultado operacional alcanzó **US\$157,5 millones**, disminuyendo un 12% respecto a Jun-25. Esta variación responde principalmente al mayor gasto por depreciación asociado a Horizonte y a la disminución del margen bruto, producto de los mayores costos de materias primas y consumibles utilizados mencionados anteriormente.

● El **EBITDA** del 2T26 alcanzó **US\$130,9 millones**, aumentando un 9% respecto al EBITDA de US\$120,1 millones registrado durante el 2T25. Esta variación se explica principalmente por el mayor margen bruto obtenido durante el trimestre, impulsado por el mejor desempeño operacional descrito anteriormente.

En **términos acumulados**, el EBITDA alcanzó **US\$271,2 millones**, disminuyendo un 2% respecto a Jun-25. Esta variación responde principalmente al menor margen bruto registrado.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 2T25 y 2T26, y acumulado a Jun-25 y Jun-26. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
135,1	113,7	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	68,6	57,3	19%	20%
85,5	57,4	Venta a Clientes Regulados	43,6	29,0	49%	51%
43,1	45,7	Venta a Clientes Libres	22,0	22,7	(6%)	(3%)
1,2	2,8	Ventas de Energía y Potencia	0,0	2,2	(57%)	(100%)
5,4	7,8	Otros Ingresos	3,0	3,4	(31%)	(13%)
(107,5)	(61,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(38,4)	(32,0)	75%	20%
(2,8)	(2,2)	Peajes	(1,9)	(1,2)	29%	58%
(31,4)	(8,0)	Compras de Energía y Potencia	(6,7)	(5,8)	-	15%
(47,9)	(45,1)	Consumo de Gas	(27,6)	(21,5)	6%	28%
(19,8)	(0,0)	Consumo de Petróleo	0,0	(0,0)	-	(100%)
(5,5)	(6,1)	Otros	(2,3)	(3,4)	(9%)	(34%)
27,6	52,3	MARGEN BRUTO	30,2	25,3	(47%)	19%
(5,5)	(5,6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(2,3)	(2,8)	(2%)	(15%)
(4,0)	(4,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(1,9)	(2,0)	(6%)	(4%)
(18,9)	(17,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(9,8)	(8,9)	6%	11%
(0,8)	24,6	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	16,1	11,7	-	38%
18,1	42,4	EBITDA	26,0	20,6	(57,3%)	26%

(*): 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** durante el 2T26 alcanzaron **US\$68,6 millones**, aumentando un 20% respecto al 2T25. Esta variación se explica principalmente por mayores ingresos provenientes de clientes regulados (+US\$14,7 millones), asociados a la incorporación del contrato con Pluz Energía y al aumento de la potencia contratada por Electro Oriente. Este efecto fue parcialmente compensado por menores ingresos provenientes de clientes libres, asociados al término de algunos contratos de suministro, y por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot.

En **términos acumulados**, los ingresos alcanzaron **US\$135,1 millones**, aumentando un 19% respecto a Jun-25, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** durante el 2T26 totalizaron **US\$38,4 millones**, aumentando un 20% respecto al 2T25. Esta variación se explica principalmente por un mayor consumo de gas natural, asociado principalmente a la mayor generación del trimestre.

En **términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados alcanzaron **US\$107,5 millones**, aumentando un 75% respecto a Jun-25. Esta variación responde principalmente a (i) mayores compras de energía y potencia realizadas durante el primer trimestre, producto del mayor volumen de contratos regulados y de la menor generación registrada durante la contingencia del sistema de transporte de gas natural (TGP), (ii) un aumento en el consumo de diésel dado que gran parte de la demanda del primer trimestre se cubrió con generación propia en base a este combustible, y (iii) un incremento en el consumo de gas dada la mayor generación del período.

● El **Resultado operacional** durante el 2T26 alcanzó US\$16,1 millones, aumentando un 38% respecto al 2T25. Esta variación se explica principalmente por el mayor margen bruto registrado durante el período, asociado a la mayor disponibilidad operacional de la central y al incremento en las ventas a clientes regulados, efectos que fueron parcialmente compensados por un mayor gasto

por depreciación y amortización. Este último se vio incrementado principalmente por la actualización del activo por derecho de uso asociado al contrato de leasing con Cálidda, tras la modificación de su calendario de pagos.

En **términos acumulados**, el Resultado operacional reportó una pérdida por **US\$0,8 millones**, comparada con la utilidad de US\$24,6 millones registrada a Jun-25. Esta variación se explica principalmente por el menor margen bruto registrado durante el semestre, producto del impacto que tuvo la interrupción del sistema de transporte de gas natural (TGP) durante el 1T26, evento que obligó a la central Fenix a operar temporalmente con diésel y a realizar mayores compras de energía para abastecer sus compromisos contractuales. Adicionalmente, se registró un mayor gasto por depreciación y amortización, asociado principalmente a la actualización del activo por derecho de uso del contrato de leasing con Cálidda, tras la modificación de su calendario de pagos.

● El **EBITDA** del 2T26 alcanzó **US\$26,0 millones**, aumentando un 26% respecto al 2T25, principalmente producto del mayor margen bruto mencionado anteriormente

En **términos acumulados**, el EBITDA alcanzó **US\$ 18,1 millones**, disminuyendo un 57% respecto a Jun-25. Esta variación se explica principalmente por el impacto registrado durante el 1T26, cuando la falla en el sistema de transporte de gas natural (TGP) obligó a operar temporalmente la central con diésel y a realizar mayores compras de energía para abastecer los compromisos contractuales.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 2T25 y 2T26, y acumulado a Jun-25 y Jun-26. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
20,2	18,8	Ingresos Financieros	9,3	9,9	8%	(6%)
(52,0)	(37,5)	Gastos Financieros	(24,3)	(19,1)	39%	27%
1,8	3,1	Diferencias de Cambio	3,2	0,2	(43%)	-
6,5	6,6	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,4	3,3	(2%)	3%
(46,8)	(29,8)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(33,9)	(16,9)	57%	-
(70,4)	(38,7)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(42,2)	(22,6)	82%	87%
86,5	165,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	47,3	60,2	(48%)	(21%)
(25,6)	(35,2)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(10,7)	(11,9)	(27%)	(10%)
60,8	130,6	GANANCIA (PÉRDIDA)	36,5	48,2	(53%)	(24%)
61,1	123,1	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	36,7	44,4	(50%)	(17%)
(0,3)	7,5	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,2)	3,9	-	-

El **Resultado no operacional** durante el 2T26 presentó una pérdida de **US\$42,2 millones**, superior a la pérdida de US\$22,6 millones registrada en el 2T25. Esta variación se explica principalmente por (i) mayores pérdidas registradas en la línea de Otras Ganancias (Pérdidas), explicadas principalmente por el reconocimiento de efectos extraordinarios de carácter no recurrente registrados durante el trimestre. Entre ellos destaca el costo asociado a la cancelación anticipada de contratos de abastecimiento de carbón que habían sido firmados durante el año 2022, y (ii) un mayor gasto financiero, explicado principalmente por una menor activación de intereses como consecuencia de la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte y, en menor medida, por un mayor nivel de deuda financiera promedio. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una ganancia por diferencia de cambio registrada durante el período.

En **términos acumulados**, el Resultado no operacional a Jun-26 presentó una pérdida de **US\$70,4 millones**, superior a la pérdida de US\$38,7 millones registrada a Jun-25, producto principalmente de las mismas razones que explican las variaciones observadas durante el trimestre.

Durante el 2T26 se registró un **gasto por impuestos a las ganancias** de **US\$10,7 millones**, comparado con un gasto de US\$11,9 millones registrado en el 2T25. Esta disminución se explica principalmente por la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el período. En **términos acumulados**, el gasto por impuestos a las ganancias alcanzó **US\$25,6 millones**, comparado con US\$35,2 millones a Jun-25, principalmente como consecuencia de la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el semestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la depreciación del sol peruano a inicios del trimestre que generó efectos negativos en impuestos diferidos en la filial Fenix Power Perú, elevando la tasa efectiva de impuestos.

La Compañía presentó durante el 2T26 una **ganancia** de **US\$36,5 millones**, comparada con una ganancia de US\$48,2 millones registrada en el 2T25. Esta disminución se explica principalmente por el deterioro del Resultado no operacional, efecto parcialmente compensado por el mayor Resultado operacional y por el menor gasto por impuestos a las ganancias. En **términos acumulados**, la Compañía presentó una ganancia de **US\$60,8 millones** a Jun-26, comparada con una ganancia de US\$130,6 millones registrada a Jun-25. Esta disminución se explica por el menor Resultado tanto operacional como no operacional registrados durante el semestre, efectos parcialmente compensados por el menor gasto por impuestos a las ganancias.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic-25 y Jun-26. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	Jun-26	Dic-25	Var	Var %
Activos corrientes	1.297,3	1.414,0	(116,8)	(8%)
Activos no corrientes	5.866,1	5.785,5	80,6	1%
TOTAL ACTIVOS	7.163,4	7.199,5	(36,1)	(1%)
Pasivos corrientes	411,2	376,3	34,9	9%
Pasivos no corrientes	3.442,4	3.576,6	(134,2)	(4%)
Patrimonio neto	3.309,8	3.246,6	63,2	2%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	7.163,4	7.199,5	(36,1)	(1%)

Los **Activos Corrientes** alcanzaron **US\$1.297,3 millones** a Jun-26, disminuyendo un 8% respecto a los Activos Corrientes registrados a Dic-25. Esta variación se explica principalmente por (i) una disminución en Otros Activos No Financieros Corrientes, producto de la imputación de anticipos otorgados a proveedores asociados al avance de proyectos de inversión y a la recepción de embarques de carbón, (ii) una disminución en inversiones financieras producto del prepago del crédito con SMBC (US\$162,2 millones) y del crédito de Colbún Perú pactado con J.P. Morgan (US\$21 millones), parcialmente compensado por fondos remanentes de las líneas de crédito obtenidas por Fenix (US\$35 millones) para reforzar su posición de liquidez frente a la interrupción extraordinaria del suministro de gas ocurrida durante marzo; (iii) una disminución en Existencias, explicada principalmente por un menor inventario de carbón, producto del mayor consumo como consecuencia del retorno a operación de la central Santa María. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en las Cuentas Comerciales por Cobrar, asociado principalmente a desfases temporales en la cobranza.

Activos No Corrientes registraron **US\$5.866,1 millones** a Jun-26, aumentando un 1% respecto a los activos no corrientes registrados a Dic-25. Esta variación se explica principalmente por un mayor nivel de Propiedades, Planta y Equipos, asociado al aumento de las obras en ejecución de los proyectos de almacenamiento de energía (BESS) actualmente en construcción. Adicionalmente, durante el período se registraron activaciones asociadas a mantenimientos mayores de centrales de generación.

Los **Pasivos Corrientes** totalizaron **US\$411,2 millones** a Jun-26, aumentando un 9% respecto a los pasivos corrientes registrados a Dic-25. Esta variación se explica principalmente por (i) un incremento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, asociado principalmente a un mayor saldo de obligaciones con proveedores, explicado por la recepción de materiales vinculados al desarrollo de los proyectos en construcción y (ii) un aumento en la deuda financiera de corto plazo, asociado a la utilización de líneas de crédito en Fenix, junto con el devengo de intereses acumulados de la deuda vigente. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, explicada principalmente por el pago del dividendo efectuado durante el segundo trimestre.

Los **Pasivos No Corrientes** totalizaron **US\$3.442,4 millones** a Jun-26, disminuyendo un 4% respecto a los pasivos no corrientes registrados a Dic-25. Esta variación se explica principalmente por una disminución en Otros Pasivos Financieros No Corrientes, producto del prepago del crédito bilateral con SMBC efectuado durante el 2T26.

El **Patrimonio** totalizó **US\$3.309,8 millones** a Jun-26, aumentando un 2% respecto al patrimonio registrado a Dic-25. Esta variación se explica principalmente por el aumento en las Ganancias Acumuladas, producto de la utilidad generada durante el período.

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

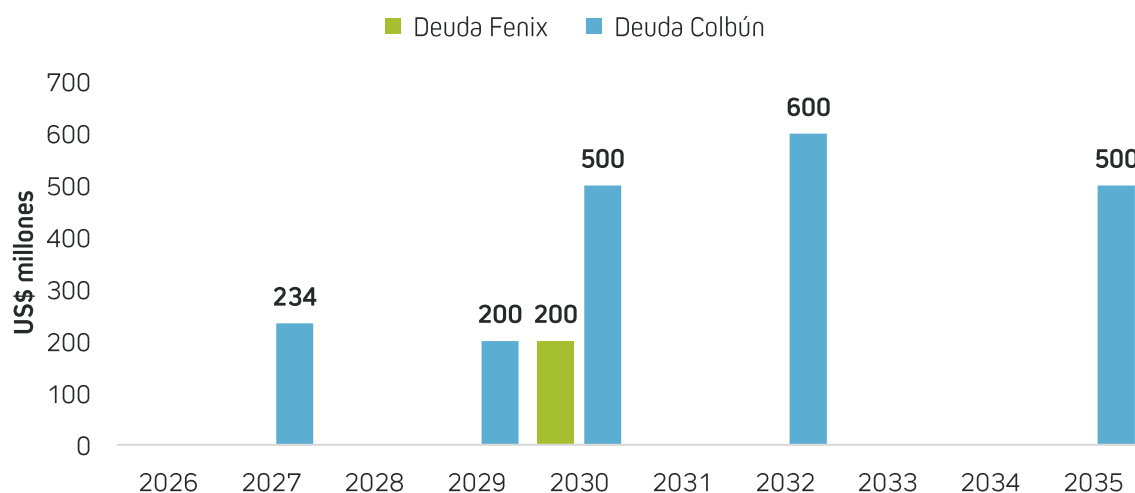
	Jun-26	Dic-25	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.439,7	2.558,2	(118,4)	(5%)
Inversiones Financieras**	833,4	886,2	(52,8)	(6%)
Deuda Neta	1.606,4	1.672,0	(65,7)	(4%)
EBITDA LTM	579,5	609,1	(29,6)	(5%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,8	2,7	0,0	1%

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un crédito bancario por US\$200 millones, (2) un leasing financiero por US\$9,3 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$74,4 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidra; y (4) líneas de crédito por US\$55,0 millones.

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

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	5,2
Tasa promedio	4,1%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic-25 y Jun-26. 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-26	Dic-25	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,15x	3,76x	-16%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,01x	3,54x	-15%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,16x	1,22x	-4%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	10,67%	9,52%	12%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	89,33%	90,48%	-1%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	2,42x	3,48x	-30%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	3,54%	5,76%	-39%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,75%	2,60%	-33%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,61%	6,56%	-14%

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

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

● La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de **3,15x** y **3,01x** al cierre de Jun-26, disminuyendo un 16% y 15%, respectivamente, respecto de los valores registrados al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por la disminución de los activos corrientes, asociada a menores otros activos no financieros corrientes, inversiones financieras, y existencias, junto con el aumento de los pasivos corrientes registrado durante el período.

● La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,16x** al cierre de Jun-26, disminuyendo un 4% respecto al valor registrado al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por la disminución de los pasivos no corrientes, producto del prepago del crédito bilateral con SMBC efectuado durante el 2T26, junto con el aumento del patrimonio neto derivado de las utilidades generadas durante el período.

● El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** y de **Deuda de Largo Plazo** fueron de **10,67%** y **89,33%** al cierre de Jun-26, aumentando un 12% y disminuyendo un 1%, respectivamente, en comparación con los valores registrados al cierre de Dic-25. Esto principalmente debido al prepago del crédito de largo plazo con SMBC, explicado anteriormente.

● La **Cobertura de Gastos Financieros** alcanzó **2,42x** al cierre de Jun-26, disminuyendo un 30% respecto al valor de 3,48x registrado al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por el menor resultado del ejercicio y, en menor medida, por un aumento en los gastos financieros, asociado principalmente a un mayor nivel promedio de endeudamiento y a una menor activación de intereses tras la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte.

● La **Rentabilidad Patrimonial** alcanzó **3,54%** al cierre de Jun-26, disminuyendo un 39% respecto al valor de 5,76% registrado al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por una disminución en el resultado del ejercicio registrado durante el período.

● La **Rentabilidad del Activo** fue de **1,75%** al cierre de Jun-26, disminuyendo un 33% respecto al valor de 2,60% registrado al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por una disminución en el resultado del ejercicio durante el período.

● El **Rendimiento de Activos Operacionales** fue de **5,61%** al cierre de Jun-26, disminuyendo un 14% respecto al valor de 6,56% registrado al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por una disminución en el resultado del ejercicio y, en menor medida, por un aumento en el promedio de propiedades, plantas y equipos.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Jun-26	Jun-25		2T26	2T25	Ac/Ac	T/T
883,3	775,1	Efectivo Equivalente Inicial*	924,6	768,4	14%	20%
260,4	253,6	Flujo Efectivo de la Operación	164,3	164,8	3%	(0%)
(227,4)	(90,7)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(203,6)	(47,2)	-	-
(84,8)	(158,0)	Flujo Efectivo de Inversión**	(57,4)	(101,0)	(46%)	(43%)
(51,9)	5,0	Flujo Neto del Período	(96,7)	16,6	-	-
1,0	7,5	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	4,5	2,6	(86%)	70%
832,4	787,6	Efectivo Equivalente Final	832,4	787,6	6%	6%

(*) 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 2T26, la Compañía presentó un **flujo neto de efectivo** negativo de **US\$96,7 millones**, que se compara con un flujo positivo de US\$16,6 millones registrado durante el 2T25. Esta variación se explica principalmente por mayores salidas de efectivo asociadas a actividades de financiamiento, parcialmente compensadas por menores desembolsos asociados a actividades de inversión.

◆ **Actividades de la operación:** Durante el 2T26 se generó un flujo positivo de **US\$164,3 millones**, en línea con el flujo operacional registrado durante el 2T25. Lo anterior refleja efectos compensatorios durante el período: una menor recaudación operacional durante el trimestre, principalmente asociada a desfases en los ciclos de facturación y cobranza, así como a mayores desembolsos operacionales. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor devolución de impuestos recibida durante el período. En **términos acumulados**, las actividades de operación generaron un flujo positivo de **US\$260,4 millones** a Jun-26, aumentando un 3% respecto al flujo positivo de US\$253,6 millones registrado a Jun-25. Esta variación se explica principalmente por las mismas razones descritas anteriormente.

◆ **Actividades de financiamiento:** Registraron un flujo negativo de **US\$203,6 millones** durante el 2T26, que se compara con un flujo negativo de US\$47,2 millones registrado durante el 2T25. Esta variación se explica principalmente por el prepago del crédito bilateral con SMBC efectuado durante el trimestre. En **términos acumulados**, las actividades de financiamiento registraron un flujo negativo de **US\$227,4 millones** a Jun-26, aumentando respecto al flujo negativo de US\$90,7 millones registrado durante el mismo período de 2025, explicado principalmente por las mismas razones descritas anteriormente.

◆ **Actividades de inversión:** Generaron un flujo negativo de **US\$57,4 millones** durante el 2T26, disminuyendo un 43% respecto al flujo negativo de US\$101,0 millones registrado durante el 2T25. Esta variación se explica principalmente por menores desembolsos asociados al plan de inversiones de la Compañía, considerando el distinto avance de los proyectos de crecimiento respecto al mismo período del año anterior. En **términos acumulados**, las actividades de inversión registraron un flujo negativo de **US\$84,8 millones** a Jun-26, disminuyendo un 46% respecto al flujo negativo de US\$158,0 millones registrado durante el mismo período de 2025, explicado principalmente por las mismas razones descritas anteriormente.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 5.034 MW. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 13% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 6% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de la energía bruta producida en el año 2026.

Capacidad Instalada (MW) al 30 de junio de 2026			
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	379	0	379
Gas	1.086	572	1.658
Diésel	108	0	108
Térmicas	1.572	572	2.144
Total	4.462	572	5.034

Tipo	Chile	Perú	Total
BESS	8	0	8

7.1 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile, Perú y en otros países, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y para diversificar sus fuentes de ingresos en términos geográficos, condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles, factibilidad de conexión y marcos regulatorios.

Colbún procura aumentar su capacidad instalada proveniente de fuentes renovables (eólicas, solares y de baterías), manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente, que permita contar con una matriz de generación segura, competitiva y sustentable.

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

Proyectos de Generación y Transmisión en desarrollo en Chile

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

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

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

El Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto BESS y el fotovoltaico se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 1T24.

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

Al 2T26, el proyecto registra un avance del 94%. Se realizó la energización de los 15 circuitos del parque y se iniciaron las pruebas de carga/descarga de las baterías.

● **Proyecto BESS Diego de Almagro (912 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de de 228 MW por 4 horas en las instalaciones del parque fotovoltaico Diego de Almagro (212 MW). La evacuación de la energía será por la infraestructura existente del parque fotovoltaico.

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

Al 2T26, el proyecto presenta un avance del 58%, habiendo finalizado el montaje de los equipos principales. Actualmente, los trabajos se concentran en la interconexión y puesta en servicio de las instalaciones.

● **Proyecto Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (500kV):** El proyecto corresponde a una obra que forma parte del proceso de licitación del Coordinador Eléctrico Nacional para el Decreto Exento N°257 del Ministerio de Energía. El Decreto de adjudicación del Ministerio de energía se publicó el 17/01/2025 y otorga plazo para la puesta en servicio del proyecto de 36 meses.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x500 kV Parinas – Cumbre. La Subestación se ubica en Km. 1.207 de ruta 5 Norte, Provincia de Taltal, Región de Antofagasta.

Con fecha 24 de junio de 2025, el SEA de la Región de Antofagasta emitió la RCA favorable del proyecto.

En octubre de 2025 se iniciaron las obras de construcción.

Durante el 2T26 se ha avanzado con el 90% de las fundaciones y adquirido el 100% de los suministros principales. El avance general del proyecto a la fecha es de 70%.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico Celda Solar (422 MW):** El proyecto consideraría la instalación de un parque de generación de energía solar que contaría con una capacidad instalada máxima de 422 MW, ubicado en el terreno disponible que colinda con las instalaciones del proyecto de baterías que se encuentra en construcción. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 76 km al sur de Arica, en la comuna de Camarones en la Región de Arica y Parinacota, y utilizaría un área total de aproximadamente 960 ha.

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

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

Al 2T26, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

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

El proyecto consideraría la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada máxima de 925 MW a construir en tres fases, y una generación anual total de aproximadamente 2.000 GWh. Adicionalmente, considera un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías BESS que tendrá una capacidad de almacenamiento de hasta 2.000 MWh, que sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de una extensión aproximada de 3 km, conectándose a la subestación Crucero.

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

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

Al 2T26, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Jardín Solar (802 MW + 1.000 MWh):** Luego de un análisis técnico, socioambiental y económico, Colbún decidió desistir del proyecto.

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

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

Durante el 2T26 se continúa con la evaluación técnica de alternativas de equipamiento y con estudios asociados al desarrollo del 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 la RCA fue aprobada en enero de 2026.

En el 2T26, se continúa con el desarrollo de actividades para concluir con los antecedentes necesarios para decidir su oportunidad de inversión.

● **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 y se encuentra en etapa de revisión de la Adenda 3 por parte del SEA.

● **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 2T26, evaluando opciones para un eventual ingreso al SEIA y actualizando la información del proyecto en respuesta a los nuevos requerimientos de la autoridad ambiental y sectorial. En este contexto se continúa con la preparación del EIA y relacionamiento comunitario.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 2T26, 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 (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Bayóvar	660 MW	Eólica	Departamento de Piura	EIA aprobado
Algarrobal	300 MWp	Solar	Departamento de Moquegua	EIA aprobado
Tres Quebradas	238 MW	Eólica	Departamento de Arequipa	Estudios preliminares
Naylamp	238 MW	Eólica	Departamento de Lambayeque	Descartado
Pampas	315 MW	Eólica	Departamento de Ica	EIA en elaboración
Chasqui	300 MWp	Solar	Departamento de Ica	DIA en elaboración
Cahuachi	300 MWp	Solar	Departamento de Ica	Estudios de prefactibilidad

● **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 (EPO) 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 2T26, se avanza en las actividades pendientes para terminar la Fase de Factibilidad del proyecto.

● **Proyecto Solar Algarrobal (300 MWp):** El Proyecto Algarrobal considera la instalación de un parque de generación solar que contaría con una capacidad instalada de 300 MWp. 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 462 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 38 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).

Durante el 4T25, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por parte del MINEM y el expediente para ingresar la solicitud de concesión definitiva se encuentra en preparación.

Al 2T26, se continúa con la elaboración el expediente de concesión definitiva al MINEM.

● **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.

Al 2T26, el proyecto se encuentra en fase de diseño y optimización para preparación de EIA.

● **Proyecto Eólico Naylamp (238 MW):** Se ha tomado la decisión de no continuar con el desarrollo del proyecto. La razón principal es que este no cumple con los estándares establecidos por Colbun para este tipo de iniciativas.

● **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 2T26 continúa el desarrollo de la fase de diseño y optimización para ingreso de EIA.

● **Proyecto Solar Chasqui (300 MWp):** El Proyecto Chasqui consideraría la instalación de un parque de generación solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 300 MWp. Este proyecto se encuentra ubicado a 55 km al suroeste de la ciudad de Ica, en los distritos de Santiago, en el departamento de Ica, y utilizaría un área total de aproximadamente 650 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 6 km, conectándose en 220 kV a la subestación Colectora, ubicada 7 km al oeste de la carretera Panamericana.

Se continua con la preparación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y del Estudio de Pre-Operatividad (EPO).

● **Proyecto Solar Cahuachi (300 MWp):** El Proyecto Cahuachi consideraría la instalación de un parque de generación solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 300 MWp. Este proyecto se encuentra ubicado a 40 km al suroeste de la ciudad de Nazca, en el distrito de Marcona, en el departamento de Ica, y utilizaría un área total de aproximadamente 630 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 17 km, conectándose en 220 kV a la subestación Hub Poroma, ubicada 5 km al oeste de la carretera Panamericana.

Actualmente encuentra en fase de preparación de Concesión temporal ante el MINEM.

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 regulatorios
4. Riesgos financieros
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

B.1.1. Riesgo hidrológico

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.

Esta condición de sequedad se ha mantenido durante el inicio del año hidrológico 2026-2027, iniciado en abril de 2026. Al cierre de junio, transcurridos sus primeros tres meses, las principales cuencas del SEN presentan déficits de precipitaciones respecto de un año medio. Asimismo, la energía afluente acumulada registra una Probabilidad de Excedencia del 100%, lo que indica que este trimestre corresponde al más seco de la estadística disponible.

A continuación, se detallan tablas comparativas de precipitaciones.

Precipitaciones año hidrológico Abr26-Mar27		
Cuenca/Zona	Superávit/déficit c/r a año medio	Superávit/déficit c/r a año 2025
Aconcagua	-171 mm (-89%)	-113 mm (-84%)
Maule	-854 mm (-86%)	-490 mm (-78%)
Laja	-398 mm (-51%)	-183 mm (-32%)
Bio Bío	-532 mm (-63%)	-192 mm (-38%)
Chapo	-502 mm (-41%)	-499 mm (-39%)

El costo marginal promedio de Alto Jahuel durante el 2T26 alcanzó US\$69,7/MWh, en contraste con los US\$38,0/MWh registrados en el 1T26. Este aumento se explica principalmente por el déficit hidrológico observado durante el período, que redujo la disponibilidad de generación hidroeléctrica de bajo costo y elevó la necesidad de despacho térmico. A ello se sumó una menor generación eólica en distintos períodos del trimestre y el aumento de la demanda asociado a la temporada invernal, factores que incrementaron la dependencia de generación térmica. Finalmente, la menor generación solar propia de la estación también contribuyó a reducir la oferta de energía de bajo costo durante las horas de mayor consumo, presionando al alza los costos marginales.

Perú

Al 2T26, el SEIN ha registrado una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 20,07%, en comparación con 5,25% registrado a junio del año anterior.

En 2T26 la demanda eléctrica aumentó en 5,8% en relación con el mismo periodo del año 2025, debido al incremento de demanda minera y demanda vegetativa. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 2T26 se registró un incremento de la demanda eléctrica de un 0,8%.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 2T26 alcanzó US\$29,7/MWh, en contraste con los US\$24,4/MWh registrados en el 2T25. Este incremento se explica debido a un menor aporte RER en el SEIN.

B.1.2. Riesgo de precios de combustibles

Chile

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

Perú

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

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

Suministro de Gas

Chile

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

Para el año 2026 se decidió nominar un embarque de GNL, que se complementará con posiciones adicionales de gas natural para cubrir requerimientos del resto del periodo de invierno. En relación con el suministro de gas natural proveniente de Argentina, se decidió mantener el abastecimiento a través de contratos de suministro interrumpible con proveedores argentinos y determinados proveedores locales.

Para 2026, Colbún mantiene un monitoreo permanente de las condiciones del sistema, lo que le permite, en caso de requerirse, ajustar de manera oportuna su estrategia de suministro de gas, utilizando gas natural proveniente de Argentina vía gasoductos, GNL a través de sus opciones contractuales, o compras de oportunidad en el mercado.

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, manteniendo 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 2026, se han firmado en Chile contratos de venta de energía con 68 clientes, por un total de 481 GWh anuales. Entre los principales acuerdos destacan: Grupo Errázuriz (139 GWh anuales) a partir de abril de 2026 con vigencia de 4 años y CERMAQ S.A. (95 GWh anuales) a partir de enero 2027 con una vigencia de 4 Años.

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

Perú

Por su parte, durante 2026 en Perú se han adjudicado contratos de suministro con 8 clientes, por un total de 15,5 MW (70 GWh-año).

B.2 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 que ha derivado en una desaceleración en la construcción de proyectos de tamaño relevante.

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
11. Restricciones Sistémicas para la evacuación de la energía

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.
9. Registro y Evaluación de Riesgos de Proyectos al Sistema de Riesgos Corporativos.
10. Monitoreo periódico de las condiciones sistémicas y regulatorias.

B.3. 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 2026:

Título	Detalle	Estado Actual
Ley sobre el Uso de Agua de Mar para Desalinización	La ley establece un marco regulatorio para el desarrollo sostenible de la desalinización, regulando la planificación sectorial y el régimen especial aplicable a los proyectos de desalación de agua de mar, incluyendo los mecanismos para su desarrollo, operación y supervisión.	Publicada en el Diario Oficial el 12 de mayo de 2026.
	• Establece la Estrategia Nacional de Desalinización, instrumento de planificación de largo plazo que se actualizará cada 6 años.	
	• Crea una concesión marítima especial de desalinización, con reglas específicas para su otorgamiento, renovación, fiscalización y término.	
	• Prioriza el consumo humano, permitiendo que la DGA exija hasta un 5% de la producción de agua desalinizada para abastecer localidades cercanas cuando corresponda.	
	• Incorpora una servidumbre legal de desalinización, facilitando la construcción y operación de plantas, ductos y obras asociadas.	
	• Establece un régimen de fiscalización y sanciones, con multas que pueden llegar hasta 10.000 UTA y la eventual caducidad de la concesión.	
	• Modifica la Ley 19.300, incorporando las plantas desaladoras industriales y la extracción intensiva de agua de mar como proyectos sujetos al SEIA.	
	• Amplía las facultades de ECONSSA para desarrollar proyectos de desalación y reúso en todo el país, y faculta al Ministerio del Medio Ambiente para regular las descargas de salmuera al mar.	

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
Proyecto de Ley que Estabiliza y Protege las Tarifas	El proyecto de ley se estructura en tres ejes: (i) mitigación de impacto tarifario, (ii) regularización y certeza tarifaria, y (iii) seguridad y calidad de servicio. Dentro de las medidas que contiene se destacan las siguientes: • Extensión del subsidio eléctrico hasta 2027. • Atenuación de alzas en las regiones de Los Ríos y Los Lagos. • Mecanismo voluntario de rebaja de contratos. • Pago de deuda del Valor Agregado de Distribución (VAD). • Reporte voluntario de cumplimiento para transmisoras. • Planes de inversión en distribución. • Ampliación de causales para medidas preventivas en el sistema eléctrico.	Este proyecto fue aprobado en su primer trámite en la cámara de diputados el 8 de julio.
Proyecto de Ley Protección de Cielos Astronómicos	En agosto de 2025 el diputado Félix González presentó un Proyecto de Ley que propone establecer restricciones y prohibiciones para la protección de los cielos nocturnos en las áreas declaradas con valor científico y de investigación para la observación astronómica. Su disposición más crítica es el artículo 3º, que crea una "zona de exclusión especial" de 70 km alrededor de los observatorios Paranal y Armazones (comuna de Taltal, Antofagasta), en la que se prohíbe la instalación de industrias o actividades que afecten la calidad astronómica de los cielos nocturnos. Esta medida se superpone territorialmente con zonas donde hoy se desarrollan importantes proyectos de energías renovables, hidrógeno verde y minería.	El proyecto de ley se encuentra en primer trámite constitucional en el Senado.
Proyecto de Ley que establece incentivos tributarios a la producción de Hidrógeno Verde y sus derivados	• El proyecto busca fomentar la demanda local y reducir la brecha de costos entre el H2V y los combustibles fósiles. • El incentivo principal consiste en un crédito tributario transitorio contra el impuesto de primera categoría, que podrán utilizar las empresas que adquieran H2V o sus derivados producidos en Chile para sus procesos productivos internos. Este beneficio se otorgará mediante licitaciones anuales competitivas entre 2025 y 2030, priorizando a los productores que soliciten un menor beneficio por kilogramo de H2V. • Además, se crea un estatuto tributario especial para los productores de H2V que se instalen en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, con el fin de homogeneizar el tratamiento fiscal en la región. Estas empresas estarán exentas del impuesto de primera categoría y de IVA en la importación de bienes de capital, pero deberán anticipar el pago de la contribución regional y no recibirán otras bonificaciones por producción o venta. • El gasto tributario total proyectado por este proyecto de ley asciende a 2.800 millones de dólares, asignados entre 2025 y 2030, y se estima que implicará menores ingresos fiscales de hasta \$321.516 millones de pesos anuales entre 2030 y 2040.	El proyecto de ley se encuentra en segundo trámite constitucional en el Senado.

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
Ruta Energética 2026-2030	El 28 de mayo el ministerio presentó la ruta energética, que organiza la gestión sectorial del período en 6 ejes estratégicos, 25 acciones y 104 productos con plazos definidos • EJE 1: Energía accesible y equitativa Tarifas razonables, reducción de pobreza energética, autoconsumo renovable, confort térmico y acceso equitativo a combustibles. (~8 acciones) • EJE 2: Seguridad y resiliencia del sistema Gestión de riesgos de desastres, redes inteligentes, protección de infraestructura crítica e integración energética regional. (~5 acciones) • EJE 3: Transición energética y modernización ERNC en todos los sectores, electromovilidad, bioenergía, combustibles de bajas emisiones y adecuaciones regulatorias. El subtema con más acciones aquí es "Mercado eléctrico preparado para la transición" (4 acciones). • EJE 4: Infraestructura habilitante Expansión de transmisión, planificación de sistemas medianos e infraestructura de combustibles para seguridad energética. (~8 acciones)	Publicada – Presentada el 28 de mayo.

	- EJE 5: Energía como motor de desarrollo Atracción de inversión, nuevas industrias energéticas, hubs territoriales, mercados para la descarbonización y capital humano. (~8 acciones) - EJE 6: Modernización institucional Mejor información y visualización, políticas basadas en evidencia e institucionalidad moderna y eficiente. (~3 acciones)	
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.	Publicado – El 17 de junio se publicó en el Diario Oficial.
Reglamento de PMGD (DS88)	Las modificaciones se centran en 4 ejes: - Sistemas de monitoreo y control: cada PMGD debe implementar su sistema de monitoreo y control, los cuales deben integrarse al SITR del CEN y al CC de la distribuidora. - Operación en tiempo real: Se indican los principios para la aplicación de recortes y otras instrucciones operativas de los PMGD. - Mecanismo de estabilización: se define un nuevo mecanismo, basado en el precio básico de la energía por bloque horario sin ajuste de banda de mercado, con reliquidación anual. - Procedimiento de conexión: Se modifican los plazos de los hitos que componen este procedimiento, con el objetivo de reflejar los tiempos reales de tramitación.	Publicado – El 13 de junio se publicó en el Diario Oficial.
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 20 de mayo se retiró de Contraloría.
Reglamento de Precio Nudo	El 10 de octubre el Ministerio de Energía puso en consulta pública el Reglamento de Precio de Nudo. El artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936, de 2016, mandató a actualizar el Decreto Supremo N° 86, de 2013, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo. Posteriormente, se han dictado una serie de leyes que modifican lo establecido en el referido reglamento. En consecuencia, y luego de un trabajo conjunto con la Comisión Nacional de Energía, se ha elaborado un nuevo reglamento para la fijación de precio de nudo, el cual incorpora reformas en materia de Precio de Nudo de Corto Plazo y Precio de Nudo Promedio, así como de otras temáticas relacionadas a dichas fijaciones tarifarias. En mérito de lo anterior, el Ministerio de Energía pone a disposición de la ciudadanía el borrador de dicha reforma reglamentaria.	En Desarrollo – a la espera de ingreso a Contraloría.

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.	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 9 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.

- 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.

2. **Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios:** El 19-Abr, el MINEM publicó el proyecto de Reglamento de Servicios Complementarios, con plazo para comentarios hasta 14-May. Propone: (i) clasificar al menos tres SSCC (frecuencia, tensión y arranque autónomo), (ii) dos modalidades de prestación: a) SSCC de cumplimiento normativo (RPF y Potencia Reactiva) y b) SSCC ofertables, y (iii) aplica el principio de causalidad en la regulación de frecuencia (RSF).

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 31 de octubre de 2025, la Comisión de Energía y Minas aprobó el dictamen por insistencia del Proyecto de Ley, pese a las observaciones formuladas por el Ejecutivo en primera instancia. En espera de incluir en la Agenda del Pleno
PdL que declara de interés nacional y de necesidad pública la creación de la provincia energética de la Convención	Propone declarar de interés nacional y de necesidad pública la creación de la provincia constitucional energética de la Convención, con el propósito de consolidarla como eje estratégico del desarrollo energético del país y asegurar un modelo de gestión sostenible, descentralizado e inclusivo. Entre sus medidas principales es priorizar el gas de Camisea y el impuesto de energías renovables.	El 27 de agosto de 2025 el PdL ingresó a la Comisión de Energía y Minas para su análisis. Actualmente se encuentra en dicha comisión.
PdL que aprueba la tarifa plana eléctrica domiciliaria en el sur del Perú, reorganiza el holding eléctrico estatal y garantiza la justicia energética regional	Entre los principales aspectos del PdL: • <u>Creación de la Tarifa Plana Eléctrica en el sur:</u> Se crea el régimen especial de tarifa plana domiciliaria, cuyo monto es equivalente al 20% del costo de la canasta básica familiar. Adicionalmente, se contempla una tarifa eléctrica especial para las micro, pequeñas y medianas empresas (MYPEs) equivalente al 25% del valor de la remuneración mínima vital (S/. 1,130). • <u>Creación del Fondo de Compensación Energética del Sur (FOCESUR):</u> Propone la creación de un fondo destinado a financiar la diferencia entre el costo eficiente del servicio eléctrico y la tarifa plana aplicada, utilizando recursos provenientes del propio sistema eléctrico estatal (utilidades y dividendos), el canon hidroenergético, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y, de manera complementaria, transferencias del Tesoro Público. • <u>Reorganización del holding eléctrico estatal del sur:</u> Plantea la fusión y racionalización de las actuales empresas eléctricas estatales del sur, mediante la creación de dos empresas especializadas: una encargada de la generación hidroeléctrica (ENERSUR) y otra responsable de la distribución, comercialización y facturación del servicio eléctrico (DESSUR), ambas bajo el ámbito de FONAFE. • <u>Responsabilidades del Regulador:</u> Se encarga a Osinergmin la implementación, supervisión y actualización del régimen de tarifa plana eléctrica.	El 15 de enero de 2026 el PdL ingresó a la Comisión de Energía y Minas para su análisis. Actualmente se encuentra en dicha comisión.

Principales Novedades en Decretos Supremos

Título	Detalle	Estado Actual
Proyecto de Reglamento de Hidrógeno Verde	El MINEM publicó el Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Ley N° 31992 "Ley de Fomento del Hidrógeno Verde". La propuesta tiene por objeto regular la cadena de valor del hidrógeno verde e incorpora disposiciones como la obligatoriedad de la certificación de origen verde, la clasificación de proyectos por escalas según su capacidad en MW, con requisitos diferenciados, así como la aplicación de estándares internacionales mientras se aprueban las normas técnicas nacionales.	En Desarrollo – El 3 de octubre de 2025 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.
Proyecto que modifica la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI)	La propuesta busca adecuar dicha norma al nuevo marco de Servicios Complementarios establecido por la Ley N° 32249 y al Reglamento de Servicios Complementarios que viene desarrollando el MINEM. Entre los principales cambios, se incorporan obligaciones de información para los proveedores de SSCC, disposiciones sobre intercambio de información en tiempo real, y la inclusión de la provisión de estos servicios en la programación diaria y reprogramación de la operación del SEIN.	En Desarrollo – El 18 de abril de 2026 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.
Proyecto que aprueba el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos	El MINEM publicó el proyecto de Decreto Supremo que aprueba un nuevo Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, con el objetivo de modernizar el marco técnico vigente, promover una mayor recuperación de los recursos y facilitar nuevas inversiones, manteniendo condiciones de seguridad operacional y protección ambiental. Entre los principales cambios, la propuesta incorpora una regulación específica para las operaciones costa afuera (offshore), incluyendo aguas someras, profundas y ultraprofundas; fortalece la gestión de integridad y abandono de pozos; actualiza los estándares aplicables a la perforación, producción y medición de hidrocarburos; y elimina disposiciones duplicadas con otras normas sectoriales.	En Desarrollo – El 13 de junio de 2026 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.
Modificación del Reglamento de Transmisión	El MINEM publicó un Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Transmisión con el objetivo de fortalecer el marco aplicable al Plan de Transmisión del COES. La propuesta aborda tres aspectos principales: (i) incorpora de manera expresa la facultad del MINEM para retirar proyectos individuales que formen parte de un Proyecto Vinculante cuando su ejecución resulte inviable; (ii) establece un mecanismo para la actualización de la Base Tarifaria de los Refuerzos, a fin de evitar la pérdida de su valor real antes de la puesta en operación comercial; y (iii) crea un procedimiento excepcional para viabilizar la ejecución de Refuerzos aprobados en actualizaciones anteriores al Plan de Transmisión vigente. En ese sentido, la iniciativa busca contar con un Plan de Transmisión más dinámico, ejecutable y alineado con las condiciones técnicas y económicas actuales del sistema.	Publicado – El 26 de junio de 2026 se publicó en el Diario "El Peruano".
Proyecto que aprueba el Reglamento del Mecanismo de Compensación para el acceso descentralizado al Gas Natural	Esta propuesta se emite en cumplimiento de la Ley N° 32315 "Ley para impulsar la masificación de gas natural", publicada en abr-25, el cual dispone la creación de dicho mecanismo de compensación, quedando pendiente su reglamentación. El objetivo del mecanismo es nivelar los precios finales del gas natural para los usuarios regulados del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a nivel nacional que no superen los 50 000 m3/mes, y de los consumidores finales de GNV. Entre los principales aspectos de la propuesta, se establece lo siguiente: • Osinergmin será el administrador del mecanismo, encargado de estimar el monto total requerido, fijar el recargo, aprobar los procedimientos de liquidación y transferencia, así como supervisar su aplicación. • La compensación se calculará comparando los costos fijos y variables de cada concesión de distribución con los costos aplicables en el mercado de referencia. • El financiamiento tendrá un orden de prelación:	En Desarrollo – El 26 de junio de 2026 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.

Título	Detalle	Estado Actual
	○ Primero se utilizarán recursos del FISE, siempre que ello no afecte la continuidad de sus programas vigentes, como el Vale FISE GLP y los programas de masificación de gas natural. ○ Si dichos recursos no son suficientes, Osinergmin activará un recargo al servicio de transporte de gas natural por ductos para cubrir el déficit. ● Este recargo será aprobado por Osinergmin y deberá ser incorporado por los prestadores del servicio de transporte en la facturación, de manera diferenciada y desagregada respecto de los demás conceptos. ● Para los generadores eléctricos, el recargo asumido por el servicio de transporte será compensado mediante un cargo incorporado en el Peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, conforme a los criterios y procedimientos que establezca Osinergmin.	
Proyecto que aprueba Disposiciones Normativas que Regulan la Planificación Energética	El MINEM publicó el proyecto de Decreto Supremo que aprueba Disposiciones Normativas que Regulan la Planificación Energética. La propuesta contempla la elaboración, cada cuatro años, de un Plan Energético Integrado Nacional de Largo Plazo, con proyecciones de oferta y demanda de hasta 30 años. Dicho plan evaluará escenarios energéticos, infraestructura, proyectos de expansión y riesgos para el abastecimiento energético del país. Estas proyecciones podrán actualizarse cada dos en caso existan cambios relevantes	En Desarrollo – El 9 de julio de 2026 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra en la etapa de comentarios hasta el 29 de julio.

Otros Aspectos Regulatorios Relevantes

Título	Detalle	Estado Actual
Aprobación de Modificación de los Procedimientos Técnicos del COES N° 10 “Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” y N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión”	Se actualizó procedimientos COES N° 10 y N° 30, energía activa y potencia respectivamente, los que entrarán en vigencia a partir del 01-Oct-26. Entre las principales modificaciones: i) COES revisará que los retiros de los generadores no superen las potencias contratadas declaradas, ii) desconexión de clientes si se mantienen retiros sin contratos (iii) COES monitoreará que los retiros declarados se encuentren dentro de un umbral (cualquier diferencia será sustentada)	Publicado – El 26 de mayo de 2026 se publicó en el Diario “El Peruano”.
Proyecto que aprueba el Procedimiento de entrega de información sobre el Sistema de Integridad de Ductos de las Instalaciones de Transporte de Hidrocarburos	Este procedimiento tiene como objetivo precisar y estandarizar los mecanismos de entrega de información del Sistema de Integridad de Ductos, y mejorar la trazabilidad, uniformidad y eficacia de la función supervisora del Osinergmin. Cabe recordar que, conforme al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, se define al Sistema de Integridad de Ductos como al sistema de gestión diseñado para administrar en forma integral la aplicación de las normas que rigen las actividades de hidrocarburos, con el objeto de disminuir los riesgos de fallas y los incidentes que atenten contra la seguridad y el ambiente, incidiendo en la sistematización de los procedimientos y controles necesarios para ello, llevando en sí su desarrollo, perfeccionamiento y mejora continua.	Publicado – El 2 de julio de 2026 se publicó en el Diario “El Peruano”.

Prepublicación del Procedimiento para Licitaciones de Suministro de Electricidad en el marco de la Ley N° 28.832	De acuerdo a la Ley N° 32249, se dispuso que las autoridades adecúen normativamente los procedimientos vinculados a las licitaciones. En ese sentido, el Osinergmin publicó para comentarios el proyecto de Procedimiento para Licitaciones de Suministro de Electricidad en el marco de la Ley N° 28832. La propuesta incorpora los siguientes aspectos: - Definen los bloques horarios, tal como se encuentra la regulación tarifaria actual para usuarios finales. - Priorizan las licitaciones de largo plazo, y solo si es necesario, se aprueban licitaciones de mediano y corto plazo. - Incorpora al modelo de contrato de suministro la opción de traspaso de excedentes de energía. Modifica los indicadores para las fórmulas de actualización de las licitaciones que se aplica a los precios de energía.	En Desarrollo – El 6 de mayo de 2025 presentó una propuesta preliminar para comentarios. En espera de la publicación final del Reglamento de Licitaciones, a fin de efectuar la adecuada modificación del procedimiento.
Propuesta COES de Potencia Firme de Centrales RER-NC con Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE-RER)	El COES ha remitido a consulta de integrantes una propuesta de modificación de procedimientos técnicos vinculada a la Potencia Firme de Centrales RER-NC con Sistemas de Almacenamiento de Energía. Las principales modificaciones planteadas son: i) reconocer el aporte del almacenamiento en el cálculo de Potencia Firme de centrales RERnc, ii) incorporar los SAE-RER en la operación del sistema, incluyendo requisitos de conexión, medición, programación y reprogramación diaria, y iii) adecuar las reglas de mercado y liquidación, considerando su impacto en costos marginales (arbitraje de energía), su despacho y pagos por Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).	En Desarrollo – El 18 de junio de 2026 el COES envió la propuesta a los integrantes. Actualmente, se a la espera de que el COES remita la propuesta a Osinergmin

B.4 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 y contraparte
4. Riesgo de liquidez

B.4.1 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.4.2 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 2026, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 83% a tasa fija y 17% tasa flotante.

B.4.3 Riesgo de crédito y contraparte

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 2026, 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.4.4 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 2026, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$833 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 72 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados).

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

- Cinco líneas de bonos: una por un monto de UF 7 millones con vigencia a treinta años (desde su aprobación en agosto 2009), dos por un monto conjunto de UF 7 millones con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en febrero 2020), y dos por un monto de UF 7 millones cada una con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en mayo 2024), y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$130 millones. Adicionalmente, mantiene líneas giradas de corto plazo por US\$55 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$95 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 2026, 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 2026 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.4.5 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 2026 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, con información histórica de los últimos 5 años.

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\$83 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$83 mil en el gasto financiero mensual por devengo. La Compañía considera el riesgo de variación de tasas de interés acotado.

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

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 30%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local BBB+ o superior. Respecto a los derivados, la contraparte que concentra la mayor participación alcanza un 40% en términos nocionales.

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.5. Riesgos Medioambientales

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

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

B.5.1 Riesgos del desempeño ambiental

La generación de energía puede generar impactos sobre el medio ambiente asociados a emisiones, descargas, residuos e intervenciones derivadas de la construcción y operación de proyectos. Por ello, la gestión ambiental es un aspecto relevante para asegurar la continuidad operacional, el cumplimiento de compromisos ambientales y el desarrollo de nuevos proyectos.

Los principales riesgos asociados al desempeño ambiental corresponden a:

- Incumplimiento de obligaciones regulatorias o compromisos ambientales, con potenciales sanciones, restricciones operacionales y afectación reputacional.
- Contaminación de agua, aire o suelo derivada de emisiones, vertimientos, residuos o incidentes ambientales.
- Alteración de componentes ambientales, paisajísticos o patrimoniales asociados a proyectos y operaciones.
- Impactos sobre biodiversidad o comunidades que puedan afectar el desarrollo de proyectos o la continuidad operacional.

Para gestionar estos riesgos, Colbún cuenta con un Modelo de Gestión Ambiental corporativo aplicable a sus operaciones, filiales y empresas contratistas, que considera el seguimiento de compromisos ambientales, la gestión de incidentes, la aplicación de estándares corporativos y la mejora continua del desempeño ambiental. Asimismo, la compañía realiza el seguimiento sistemático de sus obligaciones legales y compromisos ambientales mediante herramientas corporativas de gestión y control.

Durante el período, la compañía avanzó en el desarrollo de un diagnóstico corporativo y en el diseño de una Hoja de Ruta de Economía Circular, iniciativa orientada a evaluar oportunidades para incorporar criterios de circularidad en sus operaciones y proyectos, promoviendo una gestión más eficiente de los recursos, extensión de la vida útil, reparabilidad, residuos, entre otros.

Adicionalmente, Colbún cuenta con un Estándar de Protección Ambiental, exigencias ambientales para empresas contratistas y un Modelo de Prevención de Delitos que incorpora riesgos asociados a delitos ambientales, fortaleciendo su sistema de control y gobernanza ambiental.

B.5.2 Riesgos de cambio climático

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

Considerando la naturaleza estratégica de los riesgos asociados al calentamiento global, en Colbún hemos realizado un diagnóstico de la situación actual de la empresa basado en los lineamientos del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima (TCFD, por sus siglas en inglés). Este análisis se llevó a cabo de manera cualitativa para las operaciones de Colbún, donde considerando la clasificación de riesgos, bajo dos escenarios climáticos: uno de altas emisiones (escenario RCP8.5), donde se

superan los 2°C de aumento de temperatura a finales de siglo y, por lo tanto, los impactos físicos son más altos y otro de bajas emisiones (escenario RCP2.6), donde el aumento de la temperatura está por debajo de los 2°C para lo cual se acelera la descarbonización de la economía.

Clasificación de riesgos de cambio climático

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

Principales riesgos operacionales de cambio climático

Amenaza	Riesgo	Tipo	Monitoreo y control
Disminución y cambios en patrones de precipitaciones		Físico/crónico	- Evaluación de escenarios de bajas precipitaciones en la planificación energética. - Uso de modelo de pronóstico de deshielo. - Evaluación e implementación de medidas de eficiencia hídrica en centrales. - Existencia de alternativas de acceso a agua contratadas para Nehuenco.
Sequía	Reducción generación hidroeléctrica y térmica	Físico/agudo	- Crecimiento de la Compañía hacia proyectos renovables menos dependientes del recurso agua. - Implementación de proyectos piloto para evaluar alternativas de eficiencia hídrica (i.e limpieza de paneles fotovoltaicos en seco y uso de máquinas expendedoras de agua atmosférica para consumo humano).
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 y planes para gestión Riesgos de Incendios.
Aumento del impuesto a las emisiones de CO ₂	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.5.3 Riesgos de naturaleza y biodiversidad

La biodiversidad es un aspecto relevante para el desarrollo y operación de proyectos de generación de energía, dada la interacción de las instalaciones con ecosistemas y recursos naturales. En este contexto, Colbún incorpora criterios de biodiversidad en el diseño, construcción y operación de sus proyectos, con el objetivo de gestionar los riesgos y oportunidades asociados a la naturaleza

Los principales riesgos asociados a biodiversidad identificados son:

1. Incumplimiento de la legislación o compromisos ambientales
2. Pérdida o afectación de especies

3. Pérdida o afectación de hábitats.
4. Viabilizar nuevos proyectos por restricciones ambientales del entorno.
5. Restricciones para el acceso a financiamiento asociadas a materias de naturaleza y biodiversidad.
6. Restricciones para el desarrollo de nuevos proyectos derivadas de condiciones ambientales del entorno.

La compañía cuenta con una Estrategia de Biodiversidad y un Estándar de Biodiversidad aplicables a sus operaciones y proyectos, que consideran acciones de monitoreo, conservación, restauración y gestión de riesgos sobre ecosistemas y especies.

Durante el período, la Estrategia de Biodiversidad de Colbún continuó siendo reconocida como una práctica destacada a nivel internacional, siendo identificada entre las estrategias alineadas con los estándares promovidos por Business for Nature y el Marco Mundial de Biodiversidad Kunming-Montreal. Asimismo, la gestión de biodiversidad y capital natural fue destacada durante procesos de financiamiento sostenible de la compañía como un elemento diferenciador de su estrategia ambiental.

Adicionalmente, la compañía continuó avanzando en la implementación de las recomendaciones del TNFD para la evaluación de riesgos, oportunidades, impactos y dependencias relacionados con la naturaleza. Este trabajo se complementa con la evaluación permanente de áreas prioritarias para la conservación y oportunidades de protección y restauración de ecosistemas, aportando información relevante para la toma de decisiones y el desarrollo futuro de proyectos.

B.6. 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
3. Debida diligencia en Derechos Humanos

B.6.1 Riesgos de diversidad, Equidad y Trato Justo

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

Algunos riesgos e impactos son:

1. Menor atracción y pérdida de talentos
2. Homogenización de los equipos
3. Problemas legales y litigios por discriminación
4. Acoso sexual en el entorno laboral
5. Falta de imparcialidad en el trato Cultura Organizacional

Colbún cuenta con una Política de Diversidad, Equidad e Inclusión consolidada, que establece principios de respeto, buen trato y accesibilidad universal, aplicables a toda la organización, contratistas y directorio. Esta política refuerza nuestro compromiso con la igualdad de oportunidades y la eliminación de sesgos.

Implementamos el Protocolo de Prevención del Acoso Sexual, Laboral y Violencia en el Trabajo, en línea con la Ley Karin, el cual es revisado anualmente por la Gerencia de Auditoría Interna, Gerencia de Organización y Personas y equipos de trabajadores. Lanzamos programas como Mujeres Trainee y Mentorías STEM, orientados a incrementar la participación femenina en áreas tradicionalmente masculinizadas y potenciar el liderazgo femenino.

B.6.2 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. **Conflicto por 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 social:** Protestas y movilizaciones organizadas por grupos locales, nacionales o internacionales, que pueden escalar a bloqueos, incidentes violentos o presión en medios 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.

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.6.3 Debida diligencia en Derechos Humanos

Colbún reconoce la relevancia de los Derechos Humanos tanto en su ámbito interno como en su entorno de operación o proyectos, considerando la naturaleza territorial de sus actividades y su interacción permanente con trabajadores, contratistas, comunidades y otros grupos de interés. En este contexto, la Compañía enfrenta riesgos inherentes asociados a dicha interacción, por lo que la debida diligencia en Derechos Humanos constituye un elemento clave para prevenir, mitigar y gestionar potenciales impactos sobre las personas.

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

1. Accidentes de personal interno y de proveedores en rutas peligrosas en traslados hacia o desde centrales alejadas
2. Accidentes fatales o no fatales de personas por caída o inmersión en canales
3. Acoso Sexual
4. Seguridad y salud mental debido a carga laboral y seguridad

La Compañía cuenta con una Política de Derechos Humanos y Empresas, que establece los lineamientos para la identificación, prevención y gestión de estos riesgos.

Asimismo, dispone de una **Línea de Denuncias**, confidencial y accesible, que permite reportar situaciones que puedan constituir vulneraciones a los Derechos Humanos, asegurando su adecuada gestión.

La gestión se complementa con un marco normativo robusto, que incluye, entre otros: Código de Ética, Política de Sostenibilidad, Política de Relaciones Comunitarias, Política de Abastecimiento, Código de Conducta de Proveedores, Política de Diversidad e Inclusión, Política de Gestión de Personas, Política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente, Política de Donaciones, Política para la Contratación de Bienes y Servicios de Personas Expuestas Políticamente (PEP), Modelo de Prevención de Delitos y el Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad.

B.7. 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 regímenes 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 gobernanza corporativa de la Compañía se sustenta en un marco integral de principios, normas y mecanismos, cuyo funcionamiento es responsabilidad del Directorio, sus Comités Asesores, la Administración y los trabajadores, orientado a la creación de valor sostenible y a la gestión efectiva de riesgos. En este contexto, la Gerencia de Auditoría Interna opera de manera independiente, reporta directamente al Directorio y tiene como misión verificar la efectividad y el cumplimiento de las políticas, procedimientos, controles y códigos implementados, contribuyendo a la evaluación permanente del funcionamiento 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.