

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

31 de Diciembre de 2024



4º TRIMESTRE 2024

ÍNDICE

4T24 Informe trimestral

| | |
|--|-----------|
| SINÓPSIS DEL PERÍODO | 3 |
| GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS | 7 |
| Generación y Ventas Físicas Chile | 7 |
| Generación y Ventas Físicas Perú | 9 |
| ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS | 10 |
| Análisis Resultado Operacional Chile | 11 |
| Análisis Resultado Operacional Perú | 12 |
| Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado | 13 |
| ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO | 14 |
| INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS | 16 |
| ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO | 18 |
| ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS | 19 |
| Perspectivas de mediano plazo Chile | 19 |
| Perspectivas de mediano plazo Perú | 19 |
| Plan de crecimiento y acciones de largo plazo | 20 |
| Gestión de riesgo | 26 |

Conference Call Resultados 4T24

Fecha: Viernes 31 de enero 2025
 Hora: 8:30 AM Eastern Time
 10:30 AM Chilean Time

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

Contacto Relación con Inversionistas:

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

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

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

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales cifras a nivel consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del cuarto trimestre del año 2024 (4T24) ascendieron a **US\$384,5 millones**, disminuyendo un 6% respecto a los ingresos registrados el cuarto trimestre del año 2023 (4T23), debido principalmente a menores ventas a clientes regulados tanto en Chile como en Perú, explicado principalmente por la menor energía y potencia contratada con este segmento. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) mayores ventas a clientes libres en Chile y Perú, producto principalmente de un aumento en el precio promedio de venta en comparación con el 4T23 y (2) mayores ventas en el mercado spot en Chile y Perú, debido a la mayor energía destinada a este mercado, dada la menor energía bajo contrato con clientes regulados mencionada anteriormente. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a dic-24 ascendieron a **US\$1.576,0 millones**, disminuyendo un 21% respecto a dic-23, producto de (1) las menores ventas a clientes regulados en Chile y en Perú, por las mismas razones mencionadas anteriormente, (2) menores ventas a clientes libres en ambos países, producto de un menor precio promedio de venta debido a la indexación de dichos contratos y al menor consumo de este segmento durante el año, y (3) menores ventas de energía y potencia en el mercado spot en ambos países, principalmente debido a los menores costos marginales en ambos sistemas, a pesar de las mayores ventas físicas en dicho segmento.
- El **EBITDA** consolidado del 4T24 alcanzó **US\$172,8 millones**, aumentando un 7% respecto al EBITDA de US\$160,8 millones en 4T23, debido principalmente a los menores costos de materias primas y combustibles utilizados, producto principalmente del menor consumo de gas y carbón en Chile. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores ingresos de actividades ordinarias mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a dic-24 totalizó **US\$642,4 millones**, disminuyendo un 10% respecto a dic-23, principalmente debido a los menores ingresos de actividades ordinarias mencionadas anteriormente. Dicho efecto fue compensado parcialmente por (1) menor consumo de combustibles fósiles principalmente producto de la mejor hidrología registrada durante el primer semestre 2024, y (2) menores compras de energía y potencia en el mercado spot en ambos países, producto mayoritariamente de los menores costos marginales y menores energía y potencia comprada en dicho mercado.
- El **Resultado no operacional** el 4T24 presentó una pérdida de **US\$45,6 millones**, que se compara con la pérdida de US\$28,4 millones registrada en 4T23, principalmente debido a (1) menores ingresos financieros debido a la menor tasa de interés durante este trimestre y al menor saldo promedio de inversiones financieras y de (2) un efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a dic-24 alcanzó una pérdida de **US\$82,4 millones**, comparado con una ganancia de US\$40,5 millones a dic-23. La menor ganancia se explica principalmente producto del ingreso de US\$116,4 millones registrado en "Otras ganancias" durante el 2023, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbun Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores gastos financieros producto de las mayores activaciones de gastos financieros asociadas al proyecto eólico Horizonte.
- El 4T24 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$14,5 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$21,0 millones en 4T23. Esta disminución, se debe principalmente a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo, y (2) por la adquisición de los nuevos parques eólicos San Juan y Totoral y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a dic-24 se registró un gasto por impuestos de **US\$87,6 millones**, que se compara con los US\$144,7 millones a dic-23, principalmente por la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el año.
- La Compañía presentó en 4T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$54,1 millones**, comparado con una ganancia de US\$56,2 millones en 4T23, principalmente debido al menor resultado fuera de la operación, explicado anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el mayor EBITDA y el menor gasto por impuesto a las ganancias. **En términos acumulados**, Colbun presentó una ganancia de **US\$257,2 millones** a dic-24, que se compara con una ganancia de US\$403,8 millones registrada a dic-23, principalmente debido al ingreso registrado durante el 2023 de US\$116,4 millones antes de impuestos, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbun Transmisión S.A mencionado anteriormente.

Hechos destacados del año

ESTRATEGIA COMERCIAL:

- Durante el 2024, se firmaron en Chile contratos de venta de energía con 41 clientes por 2.106 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro de energía renovable para Codelco, por un total de 1.100 GWh anuales por 15 años a partir de enero 2026, y con Antofagasta Minerals asociado al proyecto “Nueva Centinela”, por un total de hasta 912 GWh anuales a partir del año 2025 por 15 años.
- Durante el 2024, se adjudicaron en Perú contratos de suministro con 26 clientes por 256 MW anuales. Las adjudicaciones más importantes del año fueron para el segmento regulado de las empresas Pluz Energía Perú (137,5 MW) y el grupo Distriluz (67 MW). En cuanto al segmento libre destacan las renovaciones con nuestros clientes Grupo Patio (7 MW) y Agro Industrial Paramonga (7 MW).

DIVIDENDOS:

- Con fecha 10 de mayo, la Compañía repartió un dividendo definitivo por US\$27,0 millones, que sumado a los US\$169,8 millones pagados el 15 de diciembre de 2023, totalizó US\$196,7 millones, lo que representa el 50% de la utilidad líquida distributable del año 2023, concordante con la política de dividendos.
- Con fecha 13 de diciembre se pagaron dividendos provisorios por US\$99,7 millones, con cargo a la utilidad del año 2024.

FINANCIAMIENTO:

- El 26 de noviembre Colbún S.A. suscribió un crédito “verde” por hasta US\$300 millones con los bancos BBVA y Bank of America, de los cuales US\$200 millones fueron desembolsados en diciembre y US\$100 millones quedaron disponibles para ser girados en un plazo de doce meses. Este crédito es bullet, 5 años plazo, y los fondos serán utilizados para financiar proyectos de generación de energía renovable, fortaleciendo nuestro compromiso con la sostenibilidad y la transición energética.

FUSIONES Y ADQUISICIONES:

- El 1 de octubre, Colbún S.A. cerró la adquisición del 100% de las acciones de Inversiones Latin America Power SpA (ILAP), propietaria de las sociedades San Juan S.A. y Norvind S.A., tras cumplir con las condiciones suspensivas del contrato de compraventa notificado el 28 de junio de 2024. La transacción incluye la compra de los parques eólicos San Juan y Totoral, con 193 MW y 46 MW de capacidad instalada respectivamente, junto con otros activos asociados. El precio de la transacción, libre de deuda y caja, ascendió a la cantidad de US\$403 millones.

PEC:

- El 9 de octubre, Colbún S.A. alcanzó un acuerdo con la Inter-American Investment Corporation (IIC) para vender documentos de pago (DDP) relacionados con el mecanismo de estabilización de precios, según la Ley PEC III. Este acuerdo permitirá a Colbún vender DDP que reflejen la diferencia entre las tarifas facturadas en sus contratos de suministro y las tarifas efectivas de la Ley PEC III, con un monto estimado de hasta US\$ 99 millones para Colbún S.A y US\$19 millones para las sociedades ILAP. El 24 de octubre se concretó la primera venta de DDP bajo este acuerdo, por un monto de US\$70 millones para Colbún S.A y US\$11 millones para ILAP. Cabe señalar que lo anterior no tendrá un efecto en los resultados de Colbún.

AVANCES PROYECTOS:

- El 25 de enero, la central térmica Fenix, inició la operación de su planta de hidrógeno verde que se utilizará para la refrigeración de los generadores de la central. Este proyecto, que incluye una planta fotovoltaica y un electrolizador, representa un avance significativo en el desarrollo y la promoción del hidrógeno limpio y renovable en Perú. Además, permitirá reemplazar el 100% del hidrógeno gris consumido por la central, reduciendo su huella de carbono en unas 70 toneladas de CO₂ equivalente al año.
- Durante el 2024, la Compañía avanzó significativamente en diversos proyectos de energías renovables y almacenamiento. Estos proyectos están en diferentes etapas de desarrollo, desde evaluación ambiental y aprobación hasta ejecución y construcción.

Proyectos ingresados a Evaluación Ambiental:

- Parque Eólico Cuatro Vientos: Ingresado a evaluación ambiental el 26 de enero en Llanquihue, Chile. El proyecto contemplaría hasta 360 MW.
- Proyecto Eólico Bayóvar: Ingresado a evaluación ambiental el 14 de marzo en Piura, Perú. Este proyecto contemplaría hasta 660 MW, el cual se desarrollaría en dos fases.
- Central de Bombeo Paposo: Ingresado a evaluación ambiental el 31 de mayo, en la Región de Antofagasta, Chile. Este proyecto contemplaría una capacidad de hasta 800 MW y buscaría almacenar energía renovable para generar durante las horas de mayor demanda. El proyecto fue suspendido tras el rechazo del recurso de reposición presentado por Colbun ante la misma autoridad ambiental.
- Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS El Encanto: Ingresado a evaluación ambiental el 27 de diciembre, en la Región de O'Higgins, Chile. Este proyecto contemplaría hasta 250 MW de potencia solar y 1.040 MWh de generación con baterías.

Proyectos con actualizaciones en sus pertinencias ingresadas al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA):

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) se pronunció durante el 2024 respecto a las pertinencias ingresadas al SEIA del parque fotovoltaico Diego de Almagro Sur y de los proyectos fotovoltaicos Intipacha y Jardín Solar. En específico, indicando que no están obligados a someter sus sistemas de baterías al SEIA.

Proyectos en Etapa de Construcción:

- BESS Celda Solar: Este proyecto considera un sistema de almacenamiento de 228 MW, equivalentes a 912 MWh de generación. En diciembre, se tomó la decisión de inversión, con un monto aprobado de US\$260 millones. Para este proyecto, la Compañía realizó un acuerdo con el fabricante de baterías y autos eléctricos Tesla.
- Horizonte: Al 31 de diciembre, el proyecto alcanzó un 97% de avance, finalizando el "mechanical completion" de sus 140 aerogeneradores, de los cuales 70 a dicha fecha se encontraban energizados e inyectaron alrededor de 200 GWh de energía al Sistema Eléctrico Nacional desde mayo en su proceso de pruebas.

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

- Durante el 2024, algunas de nuestras principales centrales térmicas llevaron a cabo sus mantenimientos mayores para asegurar su correcto funcionamiento y eficiencia:
 - Central Térmica Fenix: desde el 15 de febrero de 2024 al 28 de febrero de 2024.
 - Central Térmica Nehuenco 2: desde el 30 de septiembre 2024 al 4 de octubre 2024.
 - Central Térmica Santa María: desde el 1 de noviembre de 2024 y a la fecha continua en curso.
- El 5 de diciembre, se celebraron los 10 años de la Central y Parque Angostura, con casi 1.400.000 visitas y 600 emprendimientos apoyados. Este proyecto hidroeléctrico, clave para el desarrollo social y turístico de Santa Bárbara y Quillaco, ha impulsado el emprendimiento local, generado unos 2.500 millones de pesos anuales asociados a estos emprendimientos y promovido el turismo sostenible.

● El 12 de diciembre, Colbún firmó la venta de los activos de la Central Carena (10 MW) a Nueva Carena SpA, perteneciente al grupo HLT Energía, especializado en minihidráulicas y energías renovables. Esta decisión se enmarca en la estrategia de optimización de activos para la transición energética.

GESTIÓN DE SOSTENIBILIDAD:

● En 2024, Colbún alcanzó importantes reconocimientos en sostenibilidad y gestión de variables ESG, reflejando su compromiso integral con la sostenibilidad, ética empresarial, seguridad, equidad de género y responsabilidad social.

- En seguridad: destacó con una cifra récord en Frecuencia Global de Accidentabilidad y fue reconocida por la Asociación Chilena de Seguridad (ACHS) con el segundo lugar nacional en cultura de seguridad.
- En equidad de género: fue reconocida por “Great Place To Work” como una de las cinco mejores empresas para trabajar para mujeres.
- En gestión sostenible: fue reconocida por EY y El Mercurio, y obtuvo el primer lugar en el Ranking de Sostenibilidad Empresarial de Brinca y la Universidad Adolfo Ibañez en la categoría Minería y Energía. Además, logró un resultado histórico en el Dow Jones Sustainability Index (DJSI), destacándose entre el 6% de las empresas eléctricas mejor evaluadas a nivel mundial.

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 4T23 y 4T24, y acumulado a dic-23 y dic-24.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

| Cifras Acumuladas | | Ventas | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|---------------|-----------------------------------|---------------------|--------------|--------------|--------------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 11.926 | 12.974 | Total Ventas Físicas (GWh) | 2.791 | 2.946 | (8%) | (5%) |
| 1.083 | 2.580 | Clientes Regulados | 313 | 608 | (58%) | (49%) |
| 9.208 | 9.344 | Clientes Libres | 2.363 | 2.303 | (1%) | 3% |
| 1.635 | 1.050 | Ventas en el Mercado Spot | 115 | 35 | 56% | - |
| 1.276 | 1.626 | Potencia (MW) | 1.331 | 1.626 | (22%) | (18%) |

| Cifras Acumuladas | | Generación | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|---------------|--|---------------------|--------------|--------------|--------------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 12.113 | 12.976 | Total Generación (GWh) | 2.806 | 2.779 | (7%) | 1% |
| 7.276 | 6.872 | Hidráulica | 2.098 | 2.349 | 6% | (11%) |
| 3.779 | 5.371 | Térmica | 263 | 237 | (30%) | 11% |
| 2.517 | 3.754 | Gas | 244 | 148 | (33%) | 65% |
| 17 | 64 | Diésel | 3 | 2 | (73%) | 38% |
| 1.245 | 1.553 | Carbón | 16 | 87 | (20%) | (81%) |
| 1.059 | 732 | ERFV | 445 | 193 | 45% | 130% |
| 433 | 101 | Eólica* | 272 | 32 | - | - |
| 626 | 631 | Solar** | 172 | 161 | (1%) | 7% |
| 71 | 188 | Compras en el Mercado Spot (GWh) | 25 | 170 | (62%) | (85%) |
| 1.564 | 862 | Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh) | 90 | (135) | 82% | - |

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

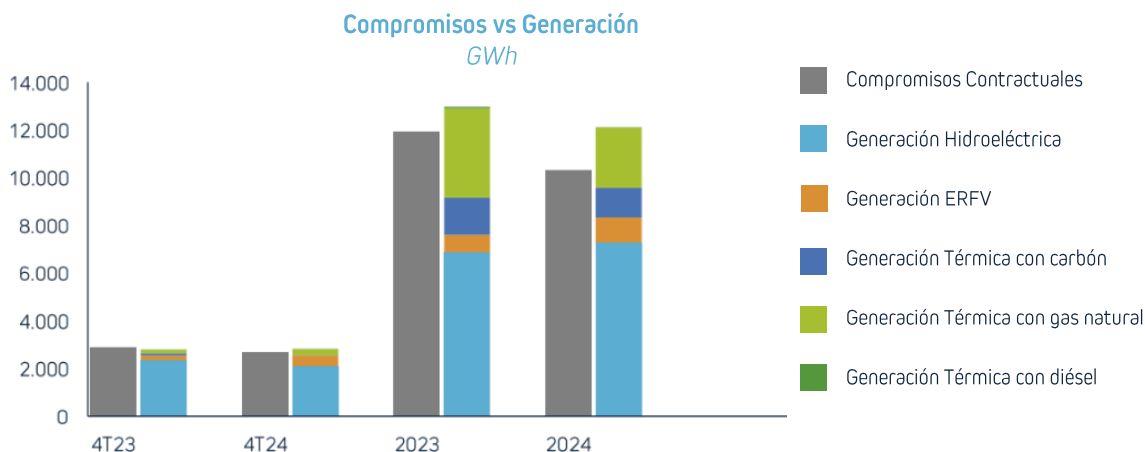
(**): Incluye la energía comprada a la central Imelsa.

ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 4T24 alcanzaron **2.791 GWh**, disminuyendo un 5% en comparación con el 4T23. Esta diferencia es explicada principalmente por menores ventas a clientes regulados debido al vencimiento de contratos de este segmento en dic-23. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas al mercado spot, producto de la menor energía destinada a clientes regulados mencionada anteriormente. En **términos acumulados**, las ventas físicas a dic-24 alcanzaron **11.926 GWh**, disminuyendo un 8% respecto a dic-23, principalmente producto de (1) menores ventas a clientes regulados, debido a los vencimientos explicados anteriormente y (2) menores ventas a clientes libres, asociado principalmente al menor consumo registrado por parte de clientes de la industria minera durante los primeros tres trimestres del año. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas físicas al mercado spot, producto de las mismas razones que explican las variaciones trimestrales.

Por su parte, la **generación** del trimestre alcanzó **2.806 GWh**, aumentando un 1% respecto al 4T23, debido fundamentalmente (1) una mayor generación eólica (+240 GWh), debido principalmente a la energía asociada a los parques eólicos adquiridos San Juan y Totoral y al proyecto eólico Horizonte, y (2) a la mayor generación en base a gas (+96 GWh) debido a la mayor disponibilidad del Complejo Nehuenco, el cual se encontró fuera de servicio durante el 4T23. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (1) la menor generación hidroeléctrica (-251 GWh), la cual se explica principalmente por el mayor deshielo registrado en 4T23 y (2) una menor generación en base a carbón (-71 GWh) principalmente debido a su menor despacho económico durante el mes de octubre. Por su parte, la **generación acumulada** a dic-24 alcanzó los **12.113 GWh**, disminuyendo un 7% respecto a dic-23 principalmente por la menor generación térmica (-1.592 GWh), explicada principalmente por la menor generación en base a gas (-1.237 GWh) y carbón (-308 GWh) asociada al menor despacho económico de ambas tecnologías. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (1) una mayor generación hidroeléctrica (+403 GWh) principalmente durante el primer semestre del 2024 y (2) mayor generación eólica (+332 GWh), principalmente asociada a la energía generada por Horizonte y los parques eólicos adquiridos San Juan y Totoral.

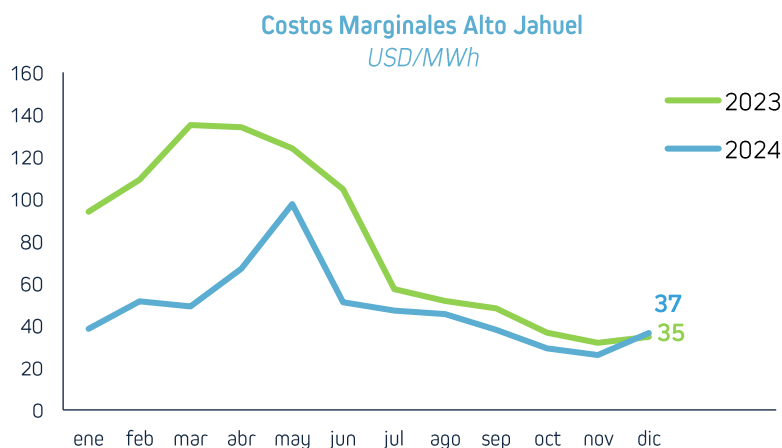
● El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por **90 GWh**, que se compara con las compras netas por 135 GWh registradas en 4T23. Esta variación se explica principalmente por las menores ventas a clientes regulados mencionadas anteriormente. **En términos acumulados**, a dic-24, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.564 GWh, mientras que a dic-23 se registraron ventas netas por 862 GWh. Esta variación se explica principalmente por una menor energía destinada a ventas bajo contrato mencionada anteriormente.



● **Mix de generación en Chile:** A dic-24, el año hidrológico (abr24-mar25) ha presentado déficit en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN: Aconcagua: -6%; Maule: -22%; Biobío: -5% y Canutillar: -17%. Por otro lado, la única cuenca que presenta superávit es Laja: +1%. El costo marginal promedio, medido en Alto Jahuel, disminuyó en un 11% respecto al 4T23, promediando US\$30/MWh en el 4T24.

Tabla 2: Generación del SEN

| Cifras Acumuladas | | Generación SEN | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|---------------|-------------------------------|---------------------|---------------|-----------|-----------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 85,668 | 83,649 | Total Generación (GWh) | 21,253 | 20,886 | 2% | 2% |
| 27,069 | 23,955 | Hidráulica | 8,206 | 8,044 | 13% | 2% |
| 12,343 | 15,455 | Gas | 1,511 | 1,696 | (20%) | (11%) |
| 174 | 488 | Diésel | 32 | 33 | (64%) | (3%) |
| 13,270 | 14,335 | Carbón | 2,588 | 2,988 | (7%) | (13%) |
| 11,073 | 9,914 | Eólica | 2,588 | 2,697 | 12% | (4%) |
| 18,866 | 16,700 | Solar | 5,476 | 4,715 | 13% | 16% |
| 2,872 | 2,812 | Otros | 592 | 712 | 2% | (17%) |



2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T23 y 4T24, y acumulado a dic-23 y dic-24.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

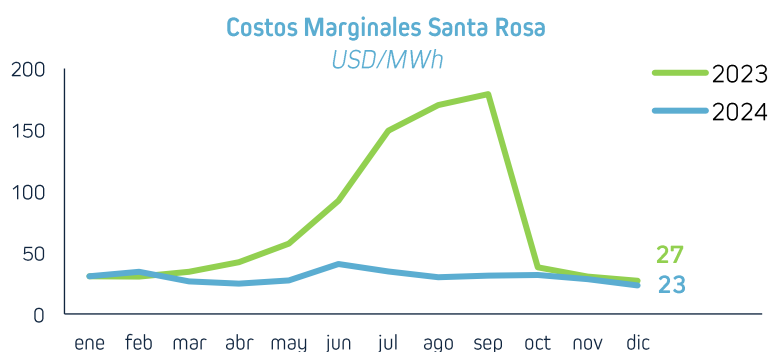
| Cifras Acumuladas | | Ventas | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|--------------|--|---------------------|------------|--------------|-------------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 3.786 | 3.994 | Total Ventas Físicas (GWh) | 964 | 987 | (5%) | (2%) |
| 1.133 | 1.971 | Clientes Regulados | 284 | 497 | (43%) | (43%) |
| 1.371 | 1.399 | Clientes Libres | 366 | 341 | (2%) | 7% |
| 1.283 | 624 | Ventas en el Mercado Spot | 314 | 148 | - | - |
| 569 | 570 | Potencia (MW) | 567 | 570 | (0%) | (1%) |
| Cifras Acumuladas | | Generación | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 3.805 | 3.404 | Total Generación (GWh) | 988 | 900 | 12% | 10% |
| 3.805 | 3.404 | Gas | 988 | 900 | 12% | 10% |
| 73 | 676 | Compras en el Mercado Spot (GWh) | 0 | 109 | (89%) | - |
| 1.210 | (52) | Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh) | 314 | 39 | - | - |

● **Las ventas físicas** durante el 4T24 alcanzaron **964 GWh**, disminuyendo en 2% respecto al 4T23, principalmente por menores ventas a clientes regulados debido a la ejecución de opciones que alargan la vida de los contratos vigentes, a cambio de una menor potencia contratada anual. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) mayores ventas al mercado spot, producto de la menor energía y potencia destinada a clientes bajo contrato y (2) mayores ventas a clientes libres, principalmente debido a nuevos contratos que entraron en vigencia con este segmento durante el 2024. **En términos acumulados**, las ventas físicas a dic-24 alcanzaron **3.786 GWh**, disminuyendo 5% respecto a dic-23, debido a las menores ventas a clientes regulados, parcialmente compensadas por mayores ventas al mercado spot, debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **988 GWh**, aumentando en 10% respecto al 4T23, principalmente debido a una mayor disponibilidad de la CT y una mayor demanda eléctrica en relación al año anterior. Por su parte, **la generación acumulada** a dic-24 alcanzó los **3.805 GWh**, aumentando un 12% respecto a dic-23, principalmente por la mayor cantidad de horas que la CT estuvo indisponible en 2023 producto del mantenimiento mayor realizado.

● El **balance en el mercado spot** del 4T24 registró ventas netas por **314 GWh**, en comparación con las ventas netas por 39 GWh durante el 4T23, debido principalmente a las menores ventas a clientes bajo contrato y a la mayor generación mencionadas anteriormente. **En términos acumulados**, a dic-24 se registraron ventas netas por **1.210 GWh**, que se comparan con las compras netas por 52 GWh registradas a dic-23; las variaciones se explican principalmente por (1) las menores ventas a clientes bajo contrato y (2) la mayor disponibilidad de la CT Fenix durante el año 2024.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro, la cual abastece al principal complejo hidroeléctrico del Perú, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW) presentó una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 17,5% al mes de diciembre del año 2024 vs. 77,1% al mes de diciembre del año 2023. **En términos acumulados**, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 11,5% en comparación a dic-23 debido principalmente a mayor hidrología. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó en un 11,9% a dic-24 en comparación a dic-23 debido principalmente a la mayor producción hidráulica, eólica y solar. La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 4T24 fue de 3,3% respecto al 4T23, debido al incremento de la demanda regulada y demanda minera.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

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

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|------------------|---|---------------------|----------------|--------------|--------------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 1.576,0 | 2.003,6 | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | 384,5 | 409,2 | (21%) | (6%) |
| 220,3 | 529,4 | Venta a Clientes Regulados | 60,6 | 142,6 | (58%) | (58%) |
| 1.033,3 | 1.108,1 | Venta a Clientes Libres | 282,3 | 244,0 | (7%) | 16% |
| 264,4 | 295,0 | Ventas de Energía y Potencia | 27,9 | 9,2 | (10%) | - |
| 57,9 | 71,1 | Otros Ingresos | 13,6 | 13,4 | (19%) | 2% |
| (772,2) | (1.130,1) | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (169,7) | (208,0) | (32%) | (18%) |
| (159,0) | (140,5) | Peajes | (40,4) | (29,6) | 13% | 36% |
| (97,7) | (223,1) | Compras de Energía y Potencia | (44,8) | (51,0) | (56%) | (12%) |
| (327,3) | (499,0) | Consumo de Gas | (48,8) | (79,2) | (34%) | (38%) |
| (6,1) | (21,5) | Consumo de Petróleo | (1,2) | (1,2) | (72%) | 1% |
| (83,8) | (143,3) | Consumo de Carbón | (4,1) | (19,7) | (42%) | (79%) |
| (98,5) | (102,7) | Otros | (30,5) | (27,3) | (4%) | 12% |
| 803,7 | 873,5 | MARGEN BRUTO | 214,8 | 201,2 | (8%) | 7% |
| (92,1) | (91,8) | Gastos por Beneficios a Empleados | (24,2) | (22,4) | 0% | 8% |
| (69,3) | (67,7) | Otros Gastos, por Naturaleza | (17,8) | (18,0) | 2% | (1%) |
| (215,2) | (205,9) | Gastos por Depreciación y Amortización | (58,6) | (55,1) | 5% | 6% |
| 427,1 | 508,1 | RESULTADO DE OPERACIÓN (*) | 114,2 | 105,8 | (16%) | 8% |
| 642,4 | 713,9 | EBITDA | 172,8 | 160,8 | (10%) | 7% |
| 51,0 | 67,9 | Ingresos Financieros | 9,1 | 18,5 | (25%) | (51%) |
| (70,3) | (85,4) | Gastos Financieros | (17,1) | (19,2) | (18%) | (11%) |
| (1,4) | (6,7) | Diferencias de Cambio | (4,9) | (0,5) | (78%) | - |
| 12,3 | 13,1 | Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación | 2,8 | 2,9 | (6%) | (4%) |
| (74,0) | 51,5 | Otras Ganancias (Pérdidas) | (35,5) | (30,1) | - | 18% |
| (82,4) | 40,5 | RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN | (45,6) | (28,4) | - | 60% |
| 344,7 | 548,6 | GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS | 68,6 | 77,3 | (37%) | (11%) |
| (87,6) | (144,7) | Gasto por Impuesto a las Ganancias | (14,5) | (21,0) | (39%) | (31%) |
| 257,2 | 403,8 | GANANCIA (PÉRDIDA) | 54,1 | 56,2 | (36%) | (4%) |
| 252,5 | 393,5 | GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA | 53,0 | 53,9 | (36%) | (2%) |
| 4,7 | 10,3 | GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS | 1,1 | 2,3 | (55%) | (52%) |

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

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

| Tipos de Cambio | dic-24 | dic-23 |
|--------------------|-----------|-----------|
| Chile (CLP / US\$) | 996,46 | 877,12 |
| Chile UF (CLP/UF) | 38.416,69 | 36.789,36 |
| Perú (PEN / US\$) | 3,77 | 3,71 |

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T23 y 4T24, y acumulado a dic-23 y dic-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|----------------|---|---------------------|----------------|--------------|--------------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 1.355,0 | 1.691,4 | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | 327,2 | 346,8 | (20%) | (6%) |
| 130,3 | 370,0 | Venta a Clientes Regulados | 38,0 | 102,0 | (65%) | (63%) |
| 957,7 | 1.021,7 | Venta a Clientes Libres | 260,8 | 229,2 | (6%) | 14% |
| 221,4 | 237,2 | Ventas de Energía y Potencia | 18,8 | 3,3 | (7%) | 477% |
| 45,6 | 62,5 | Otros Ingresos | 9,5 | 12,3 | (27%) | (23%) |
| (654,5) | (934,8) | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (140,8) | (174,6) | (30%) | (19%) |
| (153,4) | (135,9) | Peajes | (39,1) | (28,3) | 13% | 38% |
| (95,7) | (145,7) | Compras de Energía y Potencia | (44,8) | (46,0) | (34%) | (3%) |
| (226,8) | (407,7) | Consumo de Gas | (23,4) | (55,2) | (44%) | (58%) |
| (6,1) | (18,2) | Consumo de Petróleo | (1,2) | (1,2) | (67%) | 0% |
| (83,8) | (143,3) | Consumo de Carbón | (4,1) | (19,7) | (42%) | (79%) |
| (88,8) | (84,1) | Otros | (28,3) | (24,2) | 6% | 17% |
| 700,4 | 756,6 | MARGEN BRUTO | 186,4 | 172,2 | (7%) | 8% |
| (82,3) | (81,9) | Gastos por Beneficios a Empleados | (21,6) | (20,0) | 0% | 8% |
| (60,5) | (59,3) | Otros Gastos, por Naturaleza | (15,4) | (15,5) | 2% | (1%) |
| (179,5) | (170,2) | Gastos por Depreciación y Amortización | (49,6) | (45,2) | 5% | 10% |
| 378,2 | 445,1 | RESULTADO DE OPERACIÓN (*) | 99,8 | 91,5 | (15%) | 9% |
| 557,6 | 615,4 | EBITDA | 149,4 | 136,6 | (9%) | 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.

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 4T24 ascendieron a **US\$327,2 millones**, disminuyendo un 6% respecto a los ingresos de US\$346,8 millones registrados el 4T23, debido principalmente a menores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente al vencimiento de contratos de este segmento en dic-23. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) mayores ventas a clientes libres, explicado principalmente por un mayor precio promedio de venta durante el trimestre, debido a indexadores de dichos contratos y (2) mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot producto de la menor energía destinada a clientes regulados mencionada anteriormente. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a dic-24 ascendieron a **US\$1.355,0 millones**, disminuyendo un 20% respecto a dic-23, principalmente producto de (1) las menores ventas a clientes regulados explicadas anteriormente, (2) menores ventas a clientes libres, debido principalmente al menor precio promedio de estos contratos y al menor consumo registrado por parte de clientes de la industria minera durante el año y (3) menores ventas al mercado spot, producto del menor precio promedio de venta respecto al año anterior, a pesar del aumento en las ventas físicas destinadas a este mercado.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T24 totalizaron **US\$140,8 millones**, disminuyendo un 19% respecto al 4T23, principalmente producto de (1) menor consumo de gas producto del menor precio, a pesar de la mayor generación a partir de este combustible respecto al 4T23 y (2) menor consumo de carbón producto de la menor generación, a pesar del mayor precio promedio de compra. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos de peajes producto de las indexaciones materializadas durante el periodo. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a dic-24, alcanzaron los **US\$654,5 millones**, disminuyendo un 30% respecto a dic-23, principalmente producto de (1) menor consumo de gas y carbón, debido a la menor generación a partir de estos combustibles, dada la mayor generación hidroeléctrica y a menores costos promedio de compra de los mismos, y (2) menores costos por compras de potencia en el mercado spot respecto al año anterior.

El **EBITDA** del 4T24 alcanzó **US\$149,4 millones**, aumentando un 9% respecto al EBITDA de US\$136,6 millones al 4T23, debido principalmente a los menores costos de materias primas y consumibles utilizados mencionados anteriormente, a pesar de la caída en ingresos de actividades ordinarias. **En términos acumulados**, el EBITDA a dic-24 totalizó los **US\$557,6 millones**, disminuyendo un 9% respecto a dic-23 principalmente debido a los menores ingresos operacionales, parcialmente compensado por menores costos de materia prima y consumibles utilizados mencionados anteriormente.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Perú para los trimestres 4T23 y 4T24, y acumulado a dic-23 y dic-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | |
|-------------------|----------------|---|---------------------|---------------|--------------|--------------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 221,0 | 312,2 | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | 57,4 | 62,5 | (29%) | (8%) |
| 90,1 | 159,4 | Ventas a Clientes Regulados | 22,6 | 40,6 | (44%) | (44%) |
| 75,6 | 86,4 | Venta a Clientes Libres | 21,5 | 14,8 | (13%) | 45% |
| 43,1 | 57,8 | Ventas de Energía y Potencia | 9,1 | 5,9 | (26%) | 54% |
| 12,3 | 8,6 | Otros Ingresos | 4,2 | 1,1 | 43% | - |
| (117,7) | (195,3) | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (28,9) | (33,4) | (40%) | (13%) |
| (5,6) | (4,7) | Peajes | (1,3) | (1,3) | 20% | 1% |
| (1,9) | (77,4) | Compras de Energía y Potencia | (0,0) | (5,0) | (97%) | (99%) |
| (100,5) | (91,3) | Consumo de Gas | (25,4) | (24,0) | 10% | 6% |
| (0,0) | (3,4) | Consumo de Diésel | 0,0 | 0,0 | 0% | 0% |
| (9,6) | (18,6) | Otros | (2,2) | (3,2) | (48%) | (29%) |
| 103,3 | 116,9 | MARGEN BRUTO | 28,4 | 29,1 | (12%) | (2%) |
| (9,8) | (9,9) | Gastos por Beneficios a Empleados | (2,6) | (2,4) | (0%) | 8% |
| (9,4) | (8,9) | Otros Gastos, por Naturaleza | (2,5) | (2,6) | 5% | (3%) |
| (35,8) | (35,7) | Gastos por Depreciación y Amortización | (9,0) | (9,9) | 0% | (9%) |
| 48,4 | 62,5 | RESULTADO DE OPERACIÓN (*) | 14,3 | 14,2 | (23%) | 1% |
| 84,2 | 98,1 | EBITDA | 23,3 | 24,1 | (14%) | (3%) |

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

● Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 4T24 ascendieron a **US\$57,4 millones**, disminuyendo un 8% respecto a los ingresos registrados en 4T23, principalmente debido a las menores ventas a clientes regulados producto de la ejecución de opciones que alargan la vida de los contratos vigentes a cambio de una menor potencia contratada anual. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) las mayores ventas a clientes libres, debido principalmente del mayor precio promedio de los contratos en comparación con el 4T23, y (2) los mayores ingresos por ventas de energía y potencia al mercado spot producto de las mayores ventas físicas en dicho mercado producto de la menor energía y potencia destinada a clientes bajo contrato. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a dic-24 ascendieron a **US\$221,0 millones**, disminuyendo un 29% respecto a dic-23, principalmente producto de (1) menores ventas a clientes regulados, producto principalmente de la menor potencia contratada anual, (2) menores ventas en el mercado spot, producto del menor precio promedio de venta, a pesar de las mayores ventas físicas destinadas a dicho mercado mencionadas anteriormente y (3) menores ventas a clientes libres, debido a un menor precio promedio de venta respecto al año anterior, producto de ciertas cláusulas de indexación de contratos asociadas al costo marginal que llevaron a un alza en el precio durante el 2023, los cuales llegaron a su término a finales de dicho año.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T24 alcanzaron **US\$28,9 millones**, disminuyendo un 13% respecto al 4T23, principalmente por las menores compras de energía y potencia al mercado spot registradas durante el trimestre. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a dic-24, alcanzaron los **US\$117,7 millones**, disminuyendo un 40% respecto a dic-23, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA** totalizó **US\$23,3 millones** al 4T24, disminuyendo un 3% respecto al EBITDA de US\$24,1 millones registrado en el 4T23, principalmente debido a los menores ingresos, parcialmente compensado por los menores costos mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a dic-24 totalizó los **US\$84,2 millones**, disminuyendo un 14% respecto a dic-23 principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 4T23 y 4T24, y acumulado a dic-23 y dic-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|--------------|---|---------------------|---------------|--------------|--------------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 51,0 | 67,9 | Ingresos Financieros | 9,1 | 18,5 | (25%) | (51%) |
| (70,3) | (85,4) | Gastos Financieros | (17,1) | (19,2) | (18%) | (11%) |
| (1,4) | (6,7) | Diferencias de Cambio | (4,9) | (0,5) | (78%) | - |
| 12,3 | 13,1 | Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación | 2,8 | 2,9 | (6%) | (4%) |
| (74,0) | 51,5 | Otras Ganancias (Pérdidas) | (35,5) | (30,1) | - | 18% |
| (82,4) | 40,5 | RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN | (45,6) | (28,4) | - | 60% |
| 344,7 | 548,6 | GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS | 68,6 | 77,3 | (37%) | (11%) |
| (87,6) | (144,7) | Gasto por Impuesto a las Ganancias | (14,5) | (21,0) | (39%) | (31%) |
| 257,2 | 403,8 | GANANCIA (PÉRDIDA) | 54,1 | 56,2 | (36%) | (4%) |
| 261,9 | 414,2 | GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA | 55,3 | 58,5 | (37%) | (6%) |
| 4,7 | 10,3 | GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS | 1,1 | 2,3 | (55%) | (52%) |

El **Resultado no operacional** el 4T24 presentó una pérdida de **US\$45,6 millones**, que se compara con la pérdida de US\$28,4 millones registrada en 4T23, principalmente debido a (1) menores ingresos financieros debido a la menor tasa de interés durante este trimestre y al menor saldo promedio de inversiones financieras y de (2) un efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a dic-24 alcanzó una pérdida de **US\$82,4 millones**, comparado con una ganancia de US\$40,5 millones a dic-23. La menor ganancia se explica principalmente producto de (1) el ingreso de US\$116,4 millones registrado en "Otras ganancias" durante el 2023, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA y (2) menores ingresos financieros principalmente asociado a la menor tasa de interés respecto al año anterior. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores gastos financieros producto de las mayores activaciones de gastos financieros asociadas al proyecto eólico Horizonte.

El 4T24 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$14,5 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$21,0 millones en 4T23. Esta disminución, se debe principalmente a (1) la menor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo, y (2) por la adquisición de los nuevos parques eólicos San Juan y Totoral y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a dic-24 se registró un gasto por impuestos de **US\$87,6 millones**, que se compara con los US\$144,7 millones a dic-23, principalmente por la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el año.

La Compañía presentó en 4T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$54,1 millones**, comparado con una ganancia de US\$56,2 millones en 4T23, principalmente debido al menor resultado fuera de la operación, explicado anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el mayor EBITDA y el menor gasto por impuesto a las ganancias. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$257,2 millones** a dic-24, que se compara con una ganancia de US\$403,8 millones registrada a dic-23, principalmente debido al ingreso registrado durante el 2023 de US\$116,4 millones antes de impuestos, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A mencionado anteriormente.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

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

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

| | dic-24 | dic-23 | Var | Var % |
|--|----------------|----------------|--------------|-----------|
| Activos corrientes | 1.200,1 | 1.426,2 | (226,2) | (16%) |
| Activos no corrientes | 5.708,1 | 5.234,5 | 473,7 | 9% |
| TOTAL ACTIVOS | 6.908,2 | 6.660,7 | 247,5 | 4% |
| Pasivos corrientes | 370,2 | 470,8 | (100,7) | (21%) |
| Pasivos no corrientes | 3.307,7 | 3.092,6 | 215,0 | 7% |
| Patrimonio neto | 3.230,4 | 3.097,3 | 133,1 | 4% |
| TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | 6.908,2 | 6.660,7 | 247,5 | 4% |

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.200,1 millones** a dic-24, disminuyendo un 16% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a un menor nivel de “Efectivo y equivalente al efectivo” asociado mayormente a (1) adquisición de las sociedades San Juan S.A. y Norvind S.A. y (2) desembolsos en el proyecto eólico Horizonte. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (1) menores dividendos pagados respecto al año anterior, y (2) mayores cuentas por cobrar dados los nuevos contratos de las sociedades San Juan S.A. y Norvind S.A.

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.708,1 millones** a dic-24, aumentando 9% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a (1) la adquisición de los parques eólicos San Juan y Totoral, (2) un aumento en las obras en curso y materiales asociadas al proyecto en construcción Horizonte. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores cuentas por cobrar por saldos PEC pendientes a vender respecto al año anterior.

● **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$370,2 millones** a dic-24, disminuyendo un 21% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a los menores impuestos por pagar registrados a dic-24, dados los pagos provisionales mensuales que se realizaron durante el año.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.307,7 millones** al cierre de dic-24, aumentando un 7% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido al desembolso de US\$200 millones del crédito verde firmado con los bancos BBVA y Bank of America durante el 4T24.

● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.230,4 millones**, aumentando un 4% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-23 principalmente debido a las ganancias acumuladas registradas en el período, parcialmente compensadas por los dividendos distribuidos con cargo a la utilidad 2024.

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

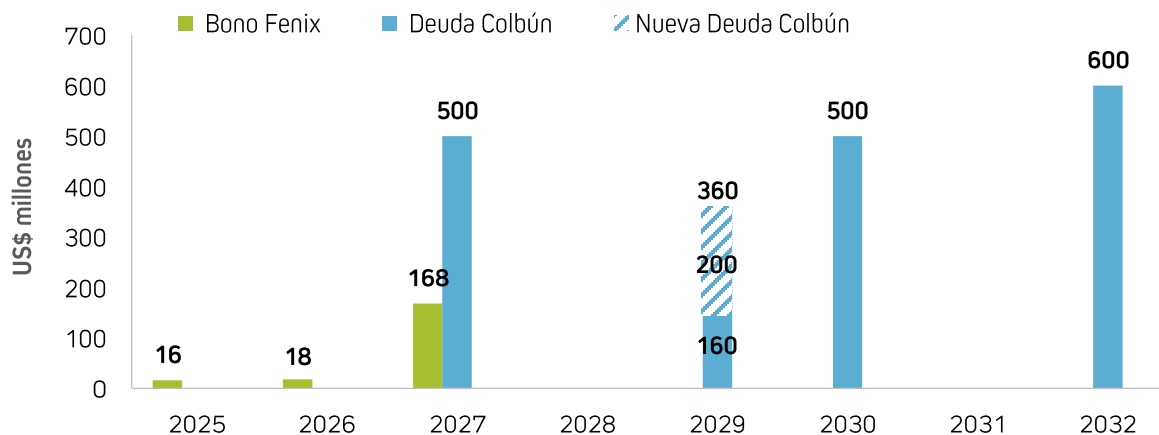
| | dic-24 | dic-23 | Var | Var % |
|---------------------------|---------|---------|---------|-------|
| Deuda Financiera Bruta* | 2.298,1 | 2.123,3 | 174,8 | 8% |
| Inversiones Financieras** | 775,1 | 1.031,1 | (256,0) | (25%) |
| Deuda Neta | 1.523,0 | 1.092,2 | 430,8 | 39% |
| EBITDA LTM | 642,4 | 713,9 | (71,5) | (10%) |
| Deuda Neta/EBITDA LTM | 2,4 | 1,5 | 0,8 | 55% |

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$202,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$10,7 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$87,0 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda; y (4) líneas de crédito por US\$20,0 millones.

(**) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada incluye: (1) el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros; y (2) una inversión en una cartera de renta fija, que por tener plazo de inversión inferior a 1 año se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros No Corrientes" en los Estados Financieros.

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

| | |
|---------------|----------|
| Vida Media | 4,8 años |
| Tasa promedio | 4,0% |
| Moneda | 100% USD |



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a dic-23 y dic-24. Los indicadores financieros de Balance son calculados a la fecha que se indica y los del Estado de Resultados consideran el resultado acumulado de los últimos doce meses a la fecha indicada.

Tabla 12: Indicadores Financieros

| Indicador | dic-24 | dic-23 | Var % |
|---|--------|--------|-------|
| Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación | 3,24 | 3,03 | 7% |
| Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación | 2,98 | 2,81 | 6% |
| Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto | 1,14 | 1,15 | -1% |
| Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes) | 10,06% | 13,21% | -24% |
| Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes) | 89,94% | 86,79% | 4% |
| Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros | 5,90 | 7,42 | -20% |
| Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio | 7,96% | 13,04% | -39% |
| Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio | 3,65% | 5,91% | -38% |
| Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio) | 8,03% | 10,41% | -23% |

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 **3,24x** y **2,98x** a dic-24, aumentando un 7% y 6% respectivamente, respecto al valor a dic-23, principalmente debido a una disminución en los pasivos corrientes explicada mayormente por menores impuestos por pagar registrados a dic-24, parcialmente compensada por una caída de activos corrientes, explicada principalmente por un menor nivel de "Efectivo y equivalente al efectivo" asociado mayormente a (1) adquisición de los parques eólicos San Juan y Totoral y (2) desembolsos en el proyecto eólico Horizonte durante el 2024.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,14x** a dic-24, disminuyendo un 1% respecto al valor de 1,15x a dic-23 principalmente producto de (1) un mayor patrimonio neto, producto principalmente de las ganancias acumuladas registradas en el período y (2) menores niveles de pasivos corrientes producto principalmente de los menores impuestos por pagar registrados a dic-24. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores pasivos no corrientes, principalmente debido al desembolso de US\$200 millones del crédito verde firmado con los bancos BBVA y Bank of America durante el 4T24.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a dic-24 fue de **10,06%**, disminuyendo un 24% respecto al valor de 13,21% a dic-23, principalmente debido al aumento de los pasivos no corrientes y a la disminución de pasivos corrientes mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a dic-24 fue de **89,94%**, aumentando un 4% respecto al valor de 86,79% a dic-23, principalmente debido al aumento de los pasivos no corrientes y a la disminución de los pasivos corrientes mencionados anteriormente.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a dic-24 fue de **5,90x**, disminuyendo un 20% respecto al valor de 7,42x obtenido a dic-23. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en el periodo principalmente debido al ingreso registrado durante el 2023 de US\$116,4 millones, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbun Transmisión S.A.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a dic-24 fue de **7,96%**, disminuyendo un 39% respecto del valor de 13,04% registrado a dic-23. La variación se explica principalmente por (1) las menores ganancias registradas en el periodo respecto a dic-23 por las razones recién mencionadas y (2) el mayor patrimonio neto en relación con el año anterior.
- La **Rentabilidad del Activo** a dic-24 fue de **3,65%**, registrando una disminución de 38% con respecto del valor de 5,91% a dic-23, esencialmente producto de (1) un aumento en el total de activos a dic-24, explicada principalmente por la adquisición de los parques eólicos San Juan y Totoral y por desembolsos en el proyecto eólico Horizonte durante el 2024 y (2) menores ganancias registradas en el periodo por las razones mencionadas anteriormente.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a dic-24 fue de **8,03%**, disminuyendo un 23% respecto del valor de 10,41% a dic-23, principalmente producto de (1) el aumento en propiedad, planta y equipos, asociado a la adquisición de los parques eólicos San Juan y Totoral al avance del proyecto eólico Horizonte y (2) las menores ganancias registradas en el periodo por las razones recién mencionadas.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|----------------|---|---------------------|----------------|-------|-------|
| dic-24 | dic-23 | | 4T24 | 4T23 | Ac/Ac | T/T |
| 1.031,1 | 1.154,5 | Efectivo Equivalente Inicial* | 947,1 | 1.170,7 | (11%) | (19%) |
| 465,3 | 718,3 | Flujo Efectivo de la Operación | 235,1 | 180,2 | (35%) | 30% |
| (67,0) | (431,5) | Flujo Efectivo de Financiamiento | 72,4 | (181,9) | (84%) | - |
| (638,3) | (409,3) | Flujo Efectivo de Inversión** | (467,3) | (145,9) | 56% | - |
| (240,0) | (122,4) | Flujo Neto del Período | (159,8) | (147,5) | - | 8% |
| (1,0) | (1,0) | Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente | (12,2) | 7,9 | 0% | - |
| 775,1 | 1.031,1 | Efectivo Equivalente Final | 775,1 | 1.031,1 | (25%) | (25%) |

(*) El "Efectivo Equivalente" aquí presentado, incluye: (1) el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros; y (2) una inversión en una cartera de renta fija, que por tener plazo de inversión inferior a 1 año se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

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

Durante el 4T24, la Compañía presentó un **flujo de efectivo negativo de US\$159,8 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$147,5 millones del 4T23.

● **Actividades de la operación:** Durante el 4T24 se generó un flujo neto positivo de **US\$235,1 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$180,2 millones al 4T23 explicado principalmente por mayor margen operacional registrado durante el trimestre, producto de los menores costos de consumibles utilizados mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de **US\$430,9 millones** a dic-24, que se compara con el flujo neto positivo de US\$718,3 millones a dic-23, explicado principalmente por (1) menor margen operacional respecto al año anterior y (2) mayor pago de IVA e impuesto a la renta registrado durante el 2024.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto positivo de **US\$72,4 millones** durante el 4T24, que se compara con el flujo neto negativo de US\$181,9 millones registrado al 4T23, explicado principalmente por (1) el desembolso de US\$200 millones del crédito verde firmado con los bancos BBVA y Bank of America durante el 4T24 y (2) menores dividendos pagados respecto al mismo período del año anterior. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$67,0 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$431,5 millones a dic-23, debido principalmente a las mismas explicaciones que explican las variaciones trimestrales.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$467,3 millones** durante el 4T24, que se compara con un flujo neto negativo de US\$145,9 millones al 4T23, principalmente explicado por la adquisición de las sociedades San Juan S.A. y Norvind S.A., parcialmente compensada por los menores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte, en relación con los desembolsos para este proyecto durante el 4T23. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$638,3 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$409,3 millones a dic-23, explicado principalmente por (1) la adquisición de los parques eólicos mencionado anteriormente, (2) el ingreso de US\$116,4 millones correspondiente a ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbun Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA durante el 2T23. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte durante el año 2024.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 4.207 MW conformada por 2.134 MW en unidades térmicas, 1.604 MW en unidades hidráulicas, 230 MW de parques solares y 239 MW de parques eólicos correspondientes a los parques eólicos San Juan (193 MW) y Totoral (46 MW), adquiridos en octubre de 2024. Adicionalmente la Compañía cuenta con 8 MW en sistemas de almacenamiento, correspondiente a las baterías de Diego de Almagro en el norte de Chile.

La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 14% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 6% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen a comprometer a través de contratos que le permitan maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural, por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología, el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón), radiación solar y condiciones de vientos. Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación con costos eficientes y eventualmente, en caso de existir déficit/superávit se puede recurrir a comprar/vender energía en el mercado spot a costo marginal.

7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

A dic-24, el año hidrológico (2024-2025) ha presentado déficits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN. Los déficits son: Aconcagua: -6%; Maule: -22%; Biobío: -5% y Canutillar; -17%. Por otro lado, la única cuenca que presenta superávit es Laja: +1%. Además, en comparación con el año hidrológico anterior, las cuencas del Maule, Laja, Biobío y Canutillar presentaron déficits en cuanto a las precipitaciones de -46%, -26%, -23% y -14% respectivamente, a excepción de la cuenca del Aconcagua, la cual presentó un superávit de 13%. En términos de energía afluente, el año hidrológico a diciembre de 2024 tiene una probabilidad de excedencia de 76%.

La Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. ("ERSA") que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Adicionalmente para el año 2024 se firmaron contratos de suministro de Gas Natural Argentino Firme por, 1,2 MMm3/día para el periodo mayo 2024 - septiembre 2024 y 1,3 MMm3/día para el periodo octubre 2024 - diciembre 2024. Para el año 2025 se firmaron contratos de suministro de gas natural argentino interrumpible, dada su mayor flexibilidad en relación con los contratos de gas a firme.

Durante el 2024, se firmaron en Chile contratos de venta de energía con 41 clientes por 2.106 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro de energía renovable para Codelco, por un total de 1.100 GWh anuales por 15 años a partir de enero 2026, y con Antofagasta Minerals asociado al proyecto "Nueva Centinela", por un total de hasta 912 GWh anuales a partir del año 2025 por 15 años, también con atributos renovables.

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

7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

Hasta el cuarto trimestre del 2024, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 24,5%, siendo 48,1% el valor registrado el año 2023.

En 4T24 la demanda eléctrica aumentó 3,3% en relación con el mismo período del año 2023, debido al incremento de la demanda regulada. Por otro lado, en comparación con el 3T24, durante el 4T24 se registró un aumento de la demanda eléctrica en 2,4% debido al incremento de la demanda regulada.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 4T24 alcanzó los US\$27,7/MWh, en contraste al 4T23 (US\$31,8/MWh), por condiciones hidrológicas muy húmedas.

7.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

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

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

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

Proyectos de Generación y Transmisión en desarrollo en Chile

| Nombre del Proyecto | Capacidad Instalada (max) | Tecnología | Ubicación | Etapas de desarrollo |
|---|---------------------------|------------------|------------------------------|----------------------|
| Horizonte | 816 MW | Eólica | Región Antofagasta | Construcción |
| BESS Celda Solar | 912 MWh | Baterías | Región de Arica y Parinacota | Construcción |
| Celda Solar | 422 MW | Solar | Región de Arica y Parinacota | EIA aprobado |
| BESS Diego de Almagro | 1.000 MWh | Baterías | Región de Atacama | EIA aprobado |
| Inti Pacha | 925 MW + 2.000 MWh | Solar + Baterías | Región de Antofagasta | EIA aprobado |
| Jardín Solar | 802 MW + 1.000 MWh | Solar + Baterías | Región de Tarapacá | EIA aprobado |
| Central de Bombeo Paposo | 800 MW | Almacenamiento | Región Antofagasta | Proyecto Suspendido |
| Cuatro Vientos | 360 MW | Eólica | Región de los Lagos | EIA en tramitación |
| Encanto | 250 MW + 1.040 MWh | Solar + Baterías | Región de O´Higgins | EIA en tramitación |
| Junquillos | 473 MW | Eólica | Región del Biobío | EIA en tramitación |
| Modificación Horizonte | 180 MW | Eólica | Región del Biobío | DIA en tramitación |
| Nueva Subestación Seccionadora Llullaillaco | 2x500 kV | Transmisión | Región Antofagasta | DIA en tramitación |

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

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

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

La entrada de operación de la subestación Parinas de Transelec se realizó en enero 2024, con lo cual, se inició el periodo de pruebas y puesta en servicio de los primeros aerogeneradores a partir de mayo 2024.

Al cuarto trimestre 2024 se alcanzó el 97% de avance del proyecto. Continúa el proceso de pruebas y puesta en servicio de las turbinas, completando el montaje de los 140 aerogeneradores durante el mes de noviembre de 2024, de los cuales 70 están energizados y en proceso de pruebas de comisionamiento.

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

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

Durante el 4T24 se obtuvo la decisión final de inversión, con un monto aprobado de US\$260 millones. Adicionalmente se asignó el contrato de suministro de baterías a Tesla y se continuó la construcción de la Subestación Chaca y línea de transmisión respectiva.

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

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

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

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

Al 4T24, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

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

En 1T24 el Servicio de Evaluación Ambiental se pronunció respecto de la pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) del Proyecto "Implementación Sistema Baterías Parque Fovoltaiico Diego de Almagro Sur 1", indicando que no es requisito someterse al SEIA.

Al 4T24, se encuentra en proceso de licitación de los suministros principales y análisis detallado del caso de negocio para la validar la oportunidad de inversión.

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

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

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

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

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

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

Al 4T24, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Jardín Solar (802 MW + 1.000 MWh):** El Proyecto consideraría la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 802 MW a construir en 2 etapas y una generación anual promedio de aproximadamente 1.500 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sureste de la localidad de Pozo Almonte, en la comuna de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utilizaría un área total de aproximadamente 1.000 ha.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la S/E asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 3 km, conectándose a la subestación nueva Pozo Almonte ubicada 2,5 km al noreste del cruce de la carretera a La Tirana con la carretera Panamericana.

El proyecto obtuvo su RCA el 3T21.

Al 4T24, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

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

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

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

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

● **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 doble 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.

Al 4T24, continúa el proceso de elaboración de Adenda 1 del EIA en base a las observaciones del SEA y ciudadanas.

El proceso de Consulta indígena fue iniciado por el SEA el 22 de octubre de 2024, a 11 grupos humanos pertenecientes a pueblos indígenas (GHPPI) y continúa en la etapa de reuniones de inducción y procedimientos de firma de protocolo de entendimiento.

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

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la S/E asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 16,4 km, conectándose a la subestación existente Portezuelo.

Durante el 4T24 el Proyecto fue ingresado a Evaluación de Impacto Ambiental y se obtuvo la admisibilidad en el mismo período.

● **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.

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

En el 4T24 se realizó el ingreso de la Adenda 2 al SEIA y las primeras reuniones con comunidades en el marco del proceso de la Consulta Indígena. Continúa en desarrollo la licitación de aerogeneradores, la ingeniería para licitación de las obras del parque y sistema de transmisión, y la negociación de terrenos para servidumbres de la línea de transmisión.

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

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

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

Al 4T24, se encuentra en proceso la preparación de la segunda Adenda de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para dar respuesta al segundo Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA 2).

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

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

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

En 3T24 se ingresó al SEIA de Antofagasta la DIA del proyecto y en 4T24 se avanzó en la preparación de respuestas a ICSARA N°1, el que se ingresará a SEIA el 15/02/2025.

Al 4T24 continúa el avance de los contratos de ingeniería de detalle y suministro de equipos.

Para la toma de posesión del terreno definido para el emplazamiento de la futura Subestación, Seccionamientos y Caminos de acceso, se presentaron las solicitudes de servidumbre a Bienes Nacionales y en paralelo se ingresó una Solicitud de Concesión Eléctrica a la SEC. Estos trámites continúan avanzando conforme lo esperado.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 4T24, Colbún continúa avanzando en el portafolio de opciones de proyectos eólicos, solares, y baterías que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos representan proyectos altamente competitivos, en donde se escogen zonas con el mejor recurso energético, con bajo conflicto socioambiental, con menores costos de inversión y terrenos distribuidos a lo largo del país.

Proyectos de Generación en desarrollo en Perú

| Nombre del Proyecto | Capacidad Instalada (máx) | Tecnología | Ubicación | Etapas de desarrollo |
|---------------------|---------------------------|------------|----------------------------|----------------------|
| Algarrobal | 400 MW | Solar | Departamento de Moquegua | EIA en tramitación |
| Bayóvar | 660 MW | Eólica | Departamento de Piura | EIA en tramitación |
| Tres Quebradas | 238 MW | Eólica | Departamento de Arequipa | EIA en tramitación |
| Naylamp | 238 MW | Eólica | Departamento de Lambayeque | EIA en desarrollo |
| Pampas | 540 MW | Eólica | Departamento de Ica | Permisos previos EIA |

● **Proyecto Solar Algarrobal (400 MW):** El Proyecto Algarrobal consideraría la instalación de un parque de generación solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 400 MW a construirse en 2 fases. Este parque solar se encuentra ubicado a 60 km al suroeste de la ciudad de Moquegua, en los distritos de El Algarrobal y Moquegua, en el departamento de Moquegua, y utilizaría un área total de aproximadamente 760 ha de propiedad del Estado Peruano.

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

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

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto se ingresó a tramitación el 3T24.

A finales de diciembre, se recibieron las observaciones del EIA por parte del Ministerio de Energía y Minas y actualmente se está trabajando en el levantamiento de observaciones.

● **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 parque eólico se encuentra ubicado a 46 km al suroeste de la ciudad de Sechura, en la comunidad de San Martín de Sechura en el departamento de Piura, y utilizaría un área total de aproximadamente 8.800 ha de propiedad privada.

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

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

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

En el 4T24 se presentó el levantamiento de las observaciones del SENACE.

● **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 parque eólico se encuentra ubicado a 23 km al sur de la localidad de Acarí, en el distrito de Bella Unión en el departamento de Arequipa, y utilizaría un área total de aproximadamente 3.600 ha de propiedad del Estado Peruano.

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

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

● **Proyecto Eólico Naylamp (238 MW):** El Proyecto Naylamp consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Este parque eólico se encuentra ubicado a 10 km al sureste de la ciudad de Mórrope, en la comunidad de San Pedro de Mórrope en el departamento de Lambayeque, y utilizaría un área total de aproximadamente 3.950 ha de propiedad privada.

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

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

Actualmente, se está desarrollando el expediente del EIA para su ingreso a tramitación.

● **Proyecto Eólico Pampas (540 MW):** El Proyecto Pampas consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada máxima de 540 MW. Este parque eólico se encuentra ubicado a 80 km al suroeste de la ciudad de Ica, en el distrito de Santiago en el departamento de Ica, y 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.

En el 4T24 se ingresaron a tramitación los Términos de Referencia y el Plan de Participación Ciudadana del Estudio de Impacto Ambiental. Actualmente se encuentran en revisión por parte del Ministerio de Energía y Minas.

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

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

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

Los límites de riesgo tolerables, las métricas para la medición del riesgo y la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de gestión de riesgo es responsabilidad de la Gerencia General, así como de cada gerencia de la Compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Procesos y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos que sesiona mensualmente.

B. Factores de Riesgo

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos que se han clasificado en riesgos del negocio eléctrico y riesgos financieros.

● B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

En condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado, o por defecto operar sus plantas térmicas de respaldo o bien recurrir al mercado spot para cumplir sus compromisos. Esta situación encarecería los costos de Colbún, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objetivo mantener un equilibrio entre la generación competitiva (hidráulica en un año medio a seco, generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente, y otras energías renovables costo eficientes y debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia y volatilidad) y los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetidas sequías, una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados.

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

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Para mitigar el impacto de variaciones muy importantes e imprevistas en el precio de los combustibles, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones que fijan el precio de combustible en un valor acordado. En caso contrario, ante una hidrología abundante, la Compañía

podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot, cuyo precio estaría, en parte, determinado por el precio de los combustibles, pero la Compañía estaría en una posición vendedora, siendo menor la exposición a los precios de los combustibles.

En Perú, el costo del gas natural tiene una menor dependencia de los precios internacionales, dada una importante oferta doméstica de este hidrocarburo, lo que permite acotar la exposición a este riesgo. Al igual que en Chile, la proporción que queda expuesta a variaciones de precios internacionales es mitigada mediante fórmulas de indexación en contratos de venta de energía. Por lo anteriormente expuesto, la exposición al riesgo de variaciones de precios de los combustibles se encuentra en parte mitigado.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

La Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1º de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot. Adicionalmente para el año 2024 se firmaron contratos de suministro de Gas Natural Argentino Firme por, 1,2 MMm3/día para el periodo mayo 2024 - septiembre 2024 y 1,3 MMm3/día para el periodo octubre 2024 - diciembre 2024. Para el año 2025 se firmaron contratos de suministro de gas natural argentino interrumpible, dada su mayor flexibilidad en relación con los contratos de gas a firme.

Por su parte, en Perú, Fenix cuenta con contratos de largo plazo con el consorcio ECL88 (Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol) y acuerdos de transporte de gas con TGP.

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María, se realizan licitaciones periódicas (la última en agosto de 2023), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a proveedores establecidos y que tengan tanto respaldo físico como financiero. Lo anterior siguiendo una política de compras temprana y una política de gestión de inventario de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

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

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

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

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

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

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

B.1.6. Riesgos regulatorios

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

1. Chile

1.1 Leyes Promulgadas

a. Ley 21.721 - Transición Energética, en materia de transmisión: El 27 diciembre de 2024 se publicó en el Diario Oficial la ley, que modifica la Ley General De Servicios Eléctricos, en materia de transmisión eléctrica.

Las principales medidas permanentes de la ley son las siguientes:

- Nuevo procedimiento de obras necesarias y urgentes: realizado a petición del CEN o el Ministerio. La CNE estará encargada de elaborar una propuesta preliminar.
- Financiamiento de obras de ampliación: se le da la posibilidad a las empresas de generación proponer y financiar obras de ampliación, asumiendo cualquier riesgo que pueda surgir.
- Obras de transmisión zonal para PMGD: regulación específica para la expansión de transmisión zonal basada en impacto, capacidad y ubicación.
- Licitación de obras de ampliación: la responsabilidad pasa del Coordinador al propietario de la instalación, se define que serán los propietarios de las obras de ampliación los encargados de licitar y adjudicar.
- Revisión del Valor de Inversión (V.I.) de las obras de ampliación: se define un mecanismo de revisión del V.I. para casos de término anticipado del contrato.

1.2 Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

a. Proyecto de Ley que crea una Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (Permisología): este proyecto busca simplificar y reducir el tiempo de tramitación de los permisos sectoriales.

Sus principales propuestas son:

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

Actualmente el proyecto se encuentra en segundo trámite constitucional con urgencia calificada de suma. El 7 de enero fue aprobado en general por la Comisión de Economía del Senado y ahora se estudiará en particular.

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

El 13 de enero de 2025 el proyecto fue votado en sala y el 14 de enero de 2025 pasó a su segundo trámite en el senado, eliminando el pilar de financiamiento del “cargo FET” y el aumento de multas SEC, lo cual no fue repuesto en esta instancia.

Dicho lo anterior, las principales medidas del proyecto son:

- Aumentar la cobertura del subsidio eléctrico a través de tres mecanismos de financiamiento: (1) sobretasa transitoria al impuesto de emisiones CO₂, (2) mayor recaudación por IVA Neto, y (3) un aporte fiscal adicional.
- Disminuir las tarifas eléctricas: creación de una bolsa de 500 GWh de precio preferente de energía para MiPymes y Sistemas de Recursos Renovables (SRR) y habilitar a las asociaciones de consumidores para iniciar procedimientos de revisión de precios de contratos regulados (Art. 134 LGSE).
- Perfeccionar facultades de la SEC: posibilidad de que los fiscalizados propongan planes de acción y elevar monto de compensaciones automáticas no autorizadas.

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

Sus principales propuestas son:

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

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

1.3 Otros Anuncios Regulatorios Relevantes

a. Hoja de ruta Transición Energética Acelerada: Durante el año 2022, el Coordinador puso a disposición de la industria energética y público general, el documento denominado “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, Visión del Coordinador Eléctrico Nacional” que contiene una propuesta para una transición energética segura, eficiente y centrada en los consumidores finales.

El objetivo de la hoja de ruta es preparar al sistema eléctrico nacional frente a una posible operación 100% renovable y un retiro de las centrales térmica a carbón para el 2030. De acuerdo con lo establecido en esta, se publicó el estudio de confiabilidad SEN, para una operación sin carbón al 2030.

El 31 de diciembre de 2024, el CEN publicó una actualización de la hoja de ruta de la transición energética acelerada, relevando los avances a la fecha de las diversas dimensiones que dicho documento definió, así como las tareas pendientes para alcanzar dicha visión.

b. Liberalización Umbral 300 kW: El 9 de diciembre de 2024 la Comisión emitió la resolución que rebaja el límite de potencia para el cambio de régimen luego de que el tribunal indicara que la rebaja no afectaba la competencia. Esta causa es relevante para Colbun pues, es de particular interés el desarrollo de regulación preventiva que acompañe el proceso de liberalización progresiva del mercado minorista chileno, con el objeto de asegurar condiciones adecuadas de competencia entre los agentes comercializadores de energía.

c. Plan de Descarbonización: El 8 de noviembre del 2024 el Ministerio de Energía publicó el borrador del Plan de Descarbonización. Este plan busca establecer las condiciones para un retiro o reconversión ordenada y eficiente de las centrales a carbón en Chile, reconociendo los desafíos y oportunidades que esto implica. El objetivo principal es alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y eficiente, asegurando la calidad del suministro eléctrico, la eficiencia de los mercados y reduciendo las emisiones.

El plan presenta 45 medidas concretas para acelerar la transición energética, organizadas en cuatro ejes principales:

- Eje 1: Desarrollo urgente de proyectos energéticos para la descarbonización.
- Eje 2: Transmisión eléctrica como habilitante para la carbono neutralidad.
- Eje 3: Operación de corto plazo segura y flexible en un sistema eléctrico altamente renovable.
- Eje 4: Robustecimiento del mercado de largo plazo y promoción de electrificación limpia de la demanda.

Actualmente se encuentra en proceso de consulta pública hasta el 15 de enero del 2025.

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

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

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

Uno de los proyectos definitivos es el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía: el 9 de diciembre del 2024 se lanzó el proyecto definitivo del Plan, el cual cuenta con 4 pilares para alcanzar sus compromisos al 2030:

- Reconversión productiva.
- Infraestructura resiliente y habilitante.
- Combustibles de transición.
- Financiamiento para la descarbonización.

También, contempla 13 medidas en total, distribuidas en seis de mitigación, cuatro de adaptación y tres de integración/medios de implementación.

2. Perú

2.1 Leyes Promulgadas

a. Ley de Beneficios Tributarios (Ley N° 32217): el 29 de diciembre de 2024, se publicó en el diario oficial "El Peruano" la Ley que prórroga hasta el 31 de diciembre de 2030 la depreciación acelerada para el Impuesto a la Renta aplicable a activos fijos de proyectos de energías renovables no convencionales e hidroeléctricas.

b. El Proyecto de Ley que propone modificar la Ley 28832: promulgada el 19 de enero de 2025 e incluye los siguientes puntos principales:

- **Servicios Complementarios:** se incluyen como agentes de mercado a los proveedores de servicios complementarios, los cuales anteriormente no eran legalmente reconocidos. 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 la responsabilidad de pago se da a quienes generen la inestabilidad. Este mercado de servicios complementarios no excluye a ningún agente.
- **Licitaciones del Mercado Regulado:** se contempla la compra en bloques de energía o potencia y energía en forma separada o conjunta, en las condiciones que establezca el reglamento. Lo anterior, considerando que anteriormente las licitaciones de este mercado eran solo por potencia y sin bloques horarios. Se establecen los plazos de licitación, categorizados como corto, mediano y largo plazo, siendo el plazo máximo por contratar de 15 años. Además, los contratos bilaterales se pueden suscribir hasta los límites de participación.
- **Otros:** nuevas disposiciones respecto al precio de tarifa en barra y licitaciones en sistemas aislados, y otras disposiciones para adecuar los contratos vigentes y la adecuación de las normas para la aplicación de la ley.

2.2 Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

a. El Proyecto de Ley que establece condiciones para el acceso de la Micro y Pequeñas Empresas (MYPE) al mercado libre de electricidad El 23 de mayo de 2024, la Comisión de Energía y Minas aprobó el Dictamen, el cual establece un acceso gradual al mercado libre de electricidad para las Micro y Pequeñas Empresas (MYPE), bajo 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 2025 y el 31 de diciembre de 2026.
- **Mayor a 100 kW y hasta 2.500 kW:** durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 31 de diciembre de 2028.
- **Mayor a 50 kW y hasta 2.500 kW:** a partir del 1 de enero de 2029.

Posteriormente, el dictamen fue incluido en el Orden del Día el 12 de diciembre de 2024. Actualmente, se encuentra en espera de ser agendado para su debate en el Pleno del Congreso.

2.3 Principales Novedades en Decretos Supremos en Tramitación

a. Modificación del Reglamento de Generación Distribuida (Resolución Ministerial N° 439-2024): el 25 de noviembre del 2024, se publicó el proyecto de "Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida conectada a Sistemas de Utilización de los Usuarios del Servicio Público de Electricidad". Este reglamento tiene por objeto regular la actividad de la generación distribuida, así como su incorporación (conexión e instalación), operación y régimen comercial (comercialización).

Aquellos que opten por comercializar sus excedentes podrán elegir entre las siguientes alternativas:

- Venta de sus excedentes de energía a través de un representante habilitado para participar en el Mercado de Corto Plazo.
- Venta de sus excedentes de energía mediante contratos de suministro.
- Regulación mediante compensación de inyecciones.

b. Modificación del Reglamento de Integración Vertical (Resolución Ministerial N° 040-2024): el 13 de noviembre de 2024 se publicó el proyecto de modificación que establece los requisitos y el procedimiento aplicable para que el MINEM evalúe los supuestos de integración vertical que no califiquen como concentración, en los procedimientos administrativos de solicitud de concesiones definitivas y autorizaciones.

- c. **Modificación del Reglamento de Modernización y Reorganización el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles y crea la Comisión Reorganizadora (Resolución Ministerial N° 009-2024):** el 1 de noviembre del 2024 el MINAM anunció el inicio del proceso de modernización y reorganización del SENACE, incluyendo la creación de una Comisión Reorganizadora.

Los objetivos principales de esta iniciativa son:

- Modernizar el proceso de certificación ambiental.
- Impulsar la innovación tecnológica.
- Fortalecer la institución.

2.4 Otros Aspectos Regulatorios Relevantes

- a. **Modificación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados** El 25 de noviembre de 2024, se publicó en diario oficial “El Peruano” la Resolución Ministerial N°444-2024-MINEM/DM. Este proyecto propone eliminar la exoneración de presentar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) a las centrales de Recurso Energéticos Renovables (RER).

Además, cabe destacar las siguientes disposiciones complementarias del proyecto de modificación:

- La obligación mencionada no será aplicable para las centrales RER que cuenten con PPAs derivados de una subasta OSINERGMIN hasta su vencimiento.
- Se establece un plazo de adecuación: (1) un año para centrales RER en operación contados a partir de la aprobación de los procedimientos técnicos por parte del COES y (2) seis meses a partir de la puesta de operación comercial para los proyectos en construcción con concesión definitiva.

- b. **Procedimiento técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”:** El 25 de noviembre de 2024, se publicó el Procedimiento Técnico COES N° 31 en el diario oficial “El Peruano”, en donde las modificaciones destacadas de este procedimiento se encuentran:

- Valor del Costo Variable para la generación de electricidad a partir de centrales RER igual a cero.
- Introduce el costo de combustible para un modo de operación que utiliza en simultaneo diferentes combustibles.
- Incorporar que el combustible líquido adquirido provenga de tanque(s) de almacenamiento de otra Central Termoeléctrica con Operación Comercial, también de titularidad del mismo Participante Generador Termoeléctrico.
- Formaliza la fórmula del cálculo de Costo Variable Combustible para Centrales Térmicas.
- Introduce costo de combustible centrales termoeléctricas que producen su propio combustible.
- Establece un mayor orden en cuanto a la información y documentación presentada por los Participantes, así como en los plazos para la revisión y actualización de informes, entre otras modificaciones.

- c. **Procedimiento técnico del COES N° 22 “Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia”:** El 22 de noviembre de 2024, el COES presentó una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 22 a los agentes. Entre las principales modificaciones propuestas, se destaca que la asignación de los pagos por RSF debe incorporar el criterio de la “casualidad”, es decir, debe pagar el servicio quien origina su necesidad, entre otras propuestas.

A la fecha, se encuentra en espera de la presentación de la propuesta del COES ante OSINERGMIN, para que inicie el proceso de evaluación correspondiente.

- d. **Procedimiento técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia”:** El 19 de noviembre de 2024, el COES presentó una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico N° 21 a los agentes, otorgando un plazo para la recepción de comentarios. Esta propuesta tiene como objetivo implementar mejoras que faciliten y promuevan el cumplimiento de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) por parte de los agentes.

Actualmente, se encuentra en espera de la presentación de la propuesta del COES ante OSINERGMIN, para que inicie el proceso de evaluación correspondiente.

- e. **Procedimiento técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de las Instalaciones del SEIN”:** El 8 de octubre de 2024, se publicó el Procedimiento Técnico COES N° 20 en el diario oficial “El Peruano”, en donde se incluyen nuevos requerimientos para el ingreso de centrales al SEIN, tales como la inclusión de los Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna o “Flexible AC Transmission Systems”(FACTS) para compensación serie de líneas, configuración de transformadores, entre otros. Asimismo, en la propuesta inicial, se había incluido el requerimiento de inercia sintética para las centrales RER, sin embargo, esta solicitud fue desestimada por el COES.

B.2 Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también a las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contrapartes u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por fluctuaciones de monedas que provienen de dos fuentes.

- La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos).
- La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

La exposición a flujos en monedas distintas al dólar se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de las ventas de la Compañía denominada directamente o con indexación al dólar.

Del mismo modo, los principales costos corresponden a compras de gas natural y carbón, los que incorporan fórmulas de fijación de precios basados en precios internacionales denominados en dólares.

Respecto de los desembolsos en proyectos de inversión, la Compañía incorpora indexadores en sus contratos con proveedores y en ocasiones recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas al dólar.

La exposición al descalce de cuentas de Balance se encuentra mitigada mediante la aplicación de una Política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales denominadas en monedas distintas al dólar. Para efectos de lo anterior, Colbún mantiene una proporción relevante de sus excedentes de caja en dólares y adicionalmente recurre al uso de derivados, siendo los más utilizados swaps de moneda y forwards.

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

Al 31 de diciembre de 2024, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 82% a tasa fija y 18% a tasa flotante.

B.2.3 Riesgo de crédito

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

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

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 10 de los Estados Financieros.

B.2.4 Riesgo de liquidez

Este riesgo viene dado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, entre otros. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

Al 31 de diciembre de 2024, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$775 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 46 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados).

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

- Cinco líneas de bonos: una por un monto de UF 7 millones con vigencia a treinta años (desde su aprobación en agosto 2009), dos por un monto conjunto de UF 7 millones con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en febrero 2020), y dos por un monto de UF 7 millones cada una con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en mayo 2024), y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.
- Financiamiento adicional comprometido por US\$100 millones con los bancos BBVA y BOFA
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$108 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$101 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de diciembre de 2024, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA por Fitch Ratings y Feller Rate, ambas con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch Ratings, todos con perspectiva estable.

Al 31 de diciembre de 2024 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

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

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 23 de los Estados Financieros.

B.2.5 Medición del riesgo

La Compañía realiza periódicamente análisis y mediciones de su exposición a las distintas variables de riesgo, de acuerdo a lo presentado en párrafos anteriores. La gestión de riesgo es realizada por un Comité de Riesgos con el apoyo de la Gerencia de Riesgo Corporativo y en coordinación con las demás divisiones de la Compañía.

Con respecto a los riesgos del negocio, específicamente con aquellos relacionados a las variaciones en los precios de los commodities, Colbún ha implementado medidas mitigatorias consistentes en indexadores en contratos de venta de energía y coberturas con instrumentos derivados para cubrir una posible exposición remanente. Es por esta razón que no se presentan análisis de sensibilidad.

Para la mitigación de los riesgos de fallas en equipos o en la construcción de proyectos, la Compañía cuenta con seguros con cobertura para daño de sus bienes físicos, perjuicios por paralización y pérdida de beneficio por atraso en la puesta en servicio de un proyecto. Se considera que este riesgo está razonablemente acotado.

Con respecto a los riesgos financieros, para efectos de medir su exposición, Colbún elabora análisis de sensibilidad y valor en riesgo con el objetivo de monitorear las posibles pérdidas asumidas por la Compañía en caso de que la exposición exista. El riesgo de tipo de cambio se considera acotado por cuanto los principales flujos de la Compañía (ingresos, costos y desembolsos de proyectos) se encuentran denominada directamente o con indexación al dólar.

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 31 de diciembre de 2024 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$6,4 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

La exposición asociada a la variación de tasas de interés es medida como la sensibilidad del gasto financiero mensual ante un cambio de 25 puntos básicos en la tasa variable de referencia, siendo esta la tasa SOFR. De esta forma, un alza de 25 puntos básicos en la tasa SOFR significaría un aumento en el gasto financiero mensual por devengo de US\$75 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$75 mil en el gasto financiero mensual por devengo. La Compañía considera el riesgo de variación de tasas de interés acotado.

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

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 20%. 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 62% en términos nacionales.

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

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

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

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

En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. publica en su sitio web (www.colbun.cl) y envía a la Comisión para el Mercado Financiero los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas. Dichos documentos se encuentran disponibles para su consulta y examen y deben ser leídos como complemento a este reporte.