

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2016

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** del primer trimestre del año 2016 (1T16) alcanzó **US\$170,2 millones**, un 83% mayor que el EBITDA de US\$92,8 millones del primer trimestre del año 2015 (1T15). El 1T16 presentó un mejor mix de generación respecto al 1T15, producto de un aumento en la generación hidroeléctrica (17%) como resultado de mejores condiciones de deshielos, una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo, y un menor consumo de diésel. Adicionalmente el trimestre incorpora el aporte de EBITDA proveniente de la consolidación de la operación de Fenix Power Perú (US\$16,7 millones).

■ El **resultado no operacional** al 1T16 presentó una **pérdida de US\$20,8 millones** (vs. una pérdida de US\$20,2 millones en el 1T15).

■ El **gasto por impuestos** del 1T16 ascendió a **US\$17,6 millones**, versus el gasto por impuestos de US\$18,2 millones del 1T15.

■ La Compañía presentó en el 1T16 una **ganancia que alcanzó los US\$76,0 millones** (vs. una ganancia de US\$7,0 millones el 1T15), explicado principalmente por el aumento de EBITDA antes mencionado.

■ El **proyecto La Mina** (34 MW) presenta un avance de 63%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el primer trimestre del año 2016 destacan el inicio del montaje de las compuertas radiales de servicio de la Barrera Móvil y de los hormigones del canal rectangular, el montaje de la tubería en presión, el término de los hormigones de caracol de la Unidad N°1, el inicio del montaje del caracol Unidad N°2 y el término de montaje de pilares y vigas de la superestructura en la zona del patio de montaje para la instalación de los rieles del puente grúa. Se espera que el proyecto entre en operación comercial a inicios del año 2017.

■ Cabe recordar que el día 18 de diciembre de 2015, en el marco del proceso de internacionalización y crecimiento hacia nuevos mercados de América Latina, Colbún, a través de un consorcio donde participa con un 51% de la propiedad, adquirió la empresa **Fenix Power Perú S.A.** Dicha Compañía cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW de capacidad instalada en el distrito de Chilca, a 64 kilómetros al sur de Lima. Su participación de mercado es cercana al 9% en términos de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN).

El 51% de participación implica que en los presentes Estados Financieros, Colbún consolida la operación de Fenix a partir de la fecha señalada.

■ El **EBITDA** del 1T16 de Fenix Power Perú totalizó **US\$16,7 millones**, un 32% mayor que el EBITDA de US\$12,7 millones en el 1T15. La central de Fenix ha operado de acuerdo a lo programado.

■ Análisis Operaciones en Chile (SIC)

Las ventas físicas durante el 1T16 fueron un 2% mayor a lo registrado en igual período del año anterior. Los retiros físicos de clientes bajo contrato alcanzaron 2.757 GWh, un 1% menos que el 2015, principalmente debido al vencimiento del contrato con la distribuidora Conafe en Abr15. Ello fue compensado por una mayor demanda de clientes libres (6%) y por una mayor venta en el mercado spot (22%).

Por su parte, la generación del trimestre aumentó un 1%, explicado por mejores condiciones del recientemente terminado año hidrológico, las cuales se reflejaron en una mayor generación hidráulica

(17%). También se registró una mayor generación en base a gas natural (6%). Estos aumentos fueron parcialmente contrarrestados por una menor generación diésel (-97%) y carbón (-12%). El balance en el mercado spot alcanzó un nivel de ventas netas de 403 GWh, superior a las ventas netas de 314 GWh registradas en el 1T15. El costo marginal medido en Alto Jahuel promedió US\$61/MWh versus US\$136/MWh en el 1T15. Esta caída es atribuible principalmente a los menores precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales y una mayor generación costo eficiente respecto al trimestre anterior.

■ ■ **Análisis Operaciones en Perú (SEIN)**

Los resultados de Fenix correspondientes a 1T15 se presentan solo para efectos comparativos. Los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 1T16 alcanzaron 758 GWh, un 12% mayor respecto al 1T15.

El balance en el mercado spot alcanzó un nivel de compras netas de 117 GWh en el 1T16, pero considerando los bajos costos marginales el 1T16 (US\$12/MWh medido en Santa Rosa), implicaron desembolsos menores.

■ ■ En febrero de 2016 **se refinanció la deuda** bancaria que mantenía Fenix Power Perú S.A. al momento de su adquisición por **US\$ 365,7 millones, en condiciones muy competitivas**. La deuda es "non recourse" a Colbún.

■ ■ Al cierre del 1T16 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$1.081,7 millones** y una **deuda neta de US\$1.167,7 millones**.

1.1 GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS CHILE

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 1T15 y 1T16.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T15	1T16	
Total Ventas Físicas (GWh)	3.113	3.160	2%
Clientes Regulados	1.734	1.645	(5%)
Clientes Libres	1.048	1.112	6%
Ventas en el Mercado Spot	332	403	22%
Potencia (MW)	1.593	1.516	(5%)

Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T15	1T16	
Total Generación (GWh)	3.195	3.223	1%
Hidráulica	1.098	1.288	17%
Térmica Gas	1.147	1.212	6%
Térmica Diésel	141	4	(97%)
Térmica Carbón	792	700	(12%)
Eólica - Punta Palmeras	18	19	6%
Compras en el Mercado Spot	18	0	-
Ventas - Compras en el Mercado Spot	314	403	29%

Mix de Generación en Chile

El año hidrológico (Abr15-Mar16) terminado en mar16 presentó escasas precipitaciones en los primeros meses. Sin embargo, a partir de Jul15 las condiciones hidrológicas fueron mejorando considerablemente, lo que implicó un período favorable de deshielos, y por lo tanto un mejor mix por mayor generación hidroeléctrica.

Durante el primer trimestre del 2016 el SIC tuvo una mayor generación hidroeléctrica (9%) y ERNC (11%) con respecto a igual periodo del año 2015, que en conjunto con una alta generación termoeléctrica eficiente (carbón y gas), acotaron los costos marginales y redujeron la participación del diésel a un 2%. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel durante el 1T16 disminuyó en un 45% desde US\$136/MWh en el 1T15 a US\$61/MWh, lo que también se explica por los menores costos de combustibles.

En términos trimestrales la composición de generación de Colbún contó con una alta participación hidráulica (40%), gas natural (38%) y a carbón (22%) lo cual se traduce en un mix de generación eficiente que permitió que el 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación costo competitiva (hidroeléctrica, gas natural y carbón) y tener una posición excedentaria en el mercado spot.

1.2 GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS PERÚ

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 1T15 y 1T16.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Ventas	Cifras Trimestrales		Var %
	1T15	1T16	T/T
Total Ventas Físicas (GWh)	1.537	1.235	(20%)
Clientes bajo Contrato	676	758	12%
Ventas en el Mercado Spot	861	477	(45%)
Potencia (MW)	628	561	(11%)

Generación	Cifras Trimestrales		Var %
	1T15	1T16	T/T
Total Generación (GWh)	1.056	663	(37%)
Térmica Gas	1.056	663	(37%)
Compras en el Mercado Spot	510	594	16%
Ventas - Compras en el Mercado Spot	351	(117)	-

Mix de Generación en Perú

Durante 1T16 se inició el período de lluvias en Perú, las cuales han presentado condiciones más secas que el año anterior. Sin embargo, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 15% respecto a igual periodo del año 2015, explicado principalmente por la entrada de nuevas instalaciones entre los meses de jul-sep 2015, que en conjunto sumaron 580 MW aproximadamente. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 9% durante el 1T16, en comparación con el 1T15.

En términos trimestrales, la generación térmica a gas de la Compañía alcanzó 663 GWh, un 37% menor que el 1T15, dado principalmente por un menor despacho económico y a una menor disponibilidad temporal de transporte a gas. En el 1T16 un 88% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia y se realizaron compras netas en el mercado spot por 117 GWh, en comparación con ventas netas en el mercado spot en el 1T15.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado de los trimestres 1T15 y 1T16. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones del trimestre.

Tabla 3: Estado de Resultados (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T15	1T16	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	317,0	362,5	14%
Venta a Clientes Regulados	167,6	209,0	25%
Venta a Clientes Libres	73,0	90,9	24%
Ventas de Energía y Potencia	38,0	24,6	(35%)
Peajes	36,0	37,3	4%
Otros Ingresos	2,3	0,7	(70%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(205,2)	(165,1)	(20%)
Peajes	(39,1)	(43,5)	11%
Compras de Energía y Potencia	(4,5)	(8,0)	77%
Consumo de Gas	(95,1)	(72,4)	(24%)
Consumo de Petróleo	(22,5)	(2,1)	(91%)
Consumo de Carbón	(26,6)	(18,7)	(30%)
Otros	(17,4)	(20,4)	17%
MARGEN BRUTO	111,8	197,5	77%
Gastos por Beneficios a Empleados	(14,0)	(16,1)	15%
Otros Gastos, por Naturaleza	(5,1)	(11,2)	118%
Gastos por Depreciación y Amortización	(47,5)	(55,8)	18%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	45,3	114,4	152%
EBITDA	92,8	170,2	83%
Ingresos Financieros	1,0	2,7	182%
Gastos Financieros	(22,2)	(27,4)	23%
Resultados por Unidades de Reajuste	0,1	-	-
Diferencias de Cambio	0,4	3,0	645%
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,5	1,4	(6%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(0,9)	(0,5)	(43%)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,2)	(20,8)	3%
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	25,1	93,6	272%
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(18,2)	(17,6)	(3%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	7,0	76,0	991%
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	7,0	72,2	936%
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	3,8	-

(*): 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 SVS con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	mar-15	dic-15	mar-16	Var	
				Ac/Ac	T/T
Chile (CLP / US\$)	626,58	704,24	669,80	7%	(5)%
Chile UF (CLP/UF)	24.622,78	25.629,09	25.812,05	5%	1%
Perú (Pen / US\$)	3,09	3,38	3,41	10%	1%

2.1. ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL CHILE

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA del 1T15 y 1T16. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Chile (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T15	1T16	
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	317,0	306,9	(3%)
Venta a Clientes Regulados	167,6	161,1	(4%)
Venta a Clientes Libres	73,0	90,9	24%
Ventas de Energía y Potencia	38,0	23,0	(39%)
Peajes	36,0	31,2	(13%)
Otros Ingresos	2,3	0,7	(70%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(205,2)	(132,2)	(36%)
Peajes	(39,1)	(34,7)	(11%)
Compras de Energía y Potencia	(4,5)	(5,5)	22%
Consumo de Gas	(95,1)	(55,5)	(42%)
Consumo de Petróleo	(22,5)	(2,1)	(91%)
Consumo de Carbón	(26,6)	(18,7)	(30%)
Otros	(17,4)	(15,7)	(10%)
MARGEN BRUTO	111,8	174,7	56%
Gastos por Beneficios a Empleados	(14,0)	(14,2)	2%
Otros Gastos, por Naturaleza	(5,1)	(7,0)	37%
Gastos por Depreciación y Amortización	(47,5)	(47,9)	1%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	45,3	105,6	133%
EBITDA	92,8	153,5	65%

(*): 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 SVS 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 1T16 ascendieron a US\$306,9 millones**, disminuyendo un 3% respecto al 1T15, dado principalmente por un menor ingreso por Ventas de Energía a Clientes Regulados y Potencia, lo cual fue parcialmente compensado por un mayor ingreso por Venta a Clientes Libres.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron en términos trimestrales un 36%** explicado principalmente por un menor costo de combustibles (-47%), lo cual refleja un menor consumo de diésel, la compra gas natural a precio competitivo y a un menor costo de peajes.

El **EBITDA aumenta un 65% en términos trimestrales** alcanzando US\$153,5 millones. El aumento se explica por un mejor mix de generación y menores costos de combustibles. El menor costo promedio de generación termoeléctrica propia reflejó un mejor mix de generación, la continua disminución del precio de los *commodities* en los mercados internacionales y la mejora en las condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural.

2.2. ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL PERÚ

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA desde la adquisición de Fenix Power. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas.

Tabla 6: EBITDA Perú (US\$ millones)

	1T15	1T16	Var % T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	49.5	55.6	12%
Clientes bajo Contrato	38.5	48.0	25%
Ventas de Energía y Potencia	7.8	1.5	(81)%
Peajes	3.3	6.1	87%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(30.5)	(32.8)	7%
Peajes	(5.7)	(8.7)	53%
Compras de Energía y Potencia	(1.5)	(2.5)	66%
Consumo de Gas	(23.4)	(16.9)	(28)%
Otros	0.0	(4.7)	-
MARGEN BRUTO	19.0	22.8	0.2
Gastos por Beneficios a Empleados	(0.8)	(1.9)	132%
Otros Gastos, por Naturaleza	(5.5)	(4.2)	(24)%
Gastos por Depreciación y Amortización	(8.9)	(8.0)	(10)%
RESULTADO DE OPERACIÓN	3.8	8.7	132%
EBITDA	12.7	16.7	32%

Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 1T16 ascendieron a US\$55,6 millones**, aumentando un 12% con respecto al mismo período del año 2015. Los mayores ingresos provienen, en su mayor parte, de ventas a clientes bajo contratos y a mayores ingresos por peajes. Los costos de materias primas y consumibles utilizados fueron US\$32,8 millones, un 7% mayor en relación al 1T15, principalmente por mayores Compras de Energía y Potencia, y costos de peajes.

El **EBITDA de este período alcanzó US\$16,7 millones**, un 32% mayor que el EBITDA de US\$12,7 millones del 1T15. La operación de la central se ha enmarcado dentro de lo programado.

2.3. ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado del 1T15 y 1T16. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T15	1T16	
Ingresos Financieros	1,0	2,7	182%
Gastos Financieros	(22,2)	(27,4)	23%
Resultados por Unidades de Reajuste	0,1	-	-
Diferencias de Cambio	0,4	3,0	645%
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,5	1,4	(6%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(0,9)	(0,5)	(43%)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,2)	(20,8)	3%
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	25,1	93,6	272%
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(18,2)	(17,6)	(3%)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	7,0	76,0	991%
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	7,0	72,2	936%
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,0	3,8	-

El **Resultado fuera de Operación del 1T16 registró una pérdida por US\$20,8 millones**, levemente mayor a la pérdida de US\$20,2 millones del 1T15. La diferencia se explica principalmente por mayores gastos financieros producto de la consolidación de la deuda de Fenix Power Perú, compensado parcialmente por mayores ingresos financieros y una favorable diferencia del tipo de cambio.

El **gasto por impuestos del 1T16 ascendió a US\$17,6 millones**, que se compara con el gasto por impuestos de US\$18,2 millones del 1T15. El menor cargo por impuestos, a pesar de la mayor utilidad antes de impuesto, se explica por la conversión de la contabilidad tributaria de Colbún en Chile a dólares a partir del 2016.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

La Tabla 8 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de marzo de 2016. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 8: Principales Partidas del Balance Consolidado (US\$ millones)

	dic-15	mar-16	Var	Var %
Activos corrientes	1.365,8	1.451,5	85,7	6%
Activos no corrientes	5.787,4	5.771,7	(15,7)	(0%)
TOTAL ACTIVOS	7.153,2	7.223,2	70,0	1%
Pasivos corrientes	707,8	331,7	(376,1)	(53%)
Pasivos no corrientes	2.778,2	3.152,4	374,2	13%
Patrimonio neto	3.667,1	3.739,0	72,0	2%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	7.153,2	7.223,2	70,0	1%

Activos Corrientes: Alcanzó US\$1.451,5 millones, US\$85,7 millones mayor en comparación con el cierre de Dic15, explicado principalmente por mayores deudores comerciales y un mayor saldo en la cuenta PPM (pagos provisionales mensuales).

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.771,7 millones al cierre de Mar16, en línea con el saldo existente a Dic15.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$331,7 millones al cierre de Mar16, lo cual implicó una disminución de US\$376,1 millones en relación al cierre de Dic15. Esta variación se explica principalmente por el vencimiento de una deuda bancaria de Fenix Power, la cual fue refinanciada a largo plazo en febrero de este año, reflejándose en los Pasivos no Corrientes.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$3.152,4 millones al cierre de Mar16, aumentando US\$374,2 millones en comparación con Dic15, explicado principalmente por el refinanciamiento de la deuda que mantenía Fenix Power Perú anteriormente mencionada.

Análisis de Deuda: La deuda financiera alcanzó US\$2.244,3 millones, manteniéndose en línea con respecto a Dic15. De la misma forma, tanto las inversiones financieras como la deuda neta se mantuvieron en línea con respecto a Dic15.

El EBITDA LTM (últimos 12 meses) aumentó un 13%, consecuentemente el ratio Deuda Neta/EBITDA LTM alcanzó un valor de 1,8 veces.

La vida media de la deuda financiera de largo plazo es de 5,2 años.

La tasa promedio de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,7%.

Tabla 9: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-15	mar-16	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.235,6	2.244,3	8,6	0%
Inversiones Financieras	1.061,4	1.062,6	1,2	0%
Deuda Neta	1.174,2	1.181,7	7,4	1%
EBITDA LTM	583,4	660,9	77,5	13%
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,0	1,8	(0,2)	(11%)

(*) El monto incluye una deuda bancaria de US\$365,7 millones y un leasing financiero de US\$15,7 millones, asociados a Fenix Power Perú sin recurso a Colbún.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.739 millones un aumento de un 2% en relación al cierre de Dic15. Este aumento se debe principalmente a las utilidades del período.

4. INDICADORES CONSOLIDADOS

A continuación se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

Tabla 10: Índices Financieros

Indicador	dic-15	mar-16	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	1,93	4,38	126,8%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	1,79	4,08	127,6%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,95	0,93	(2,5%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	20,30%	9,52%	(53,1%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	79,70%	90,48%	13,5%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,33	4,87	12,5%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto	5,77%	7,60%	31,7%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,99%	3,98%	33,2%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	7,36%	8,70%	18,3%

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.

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla 11: Resumen del Flujo Efectivo (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T15	1T16	T/T
Efectivo Equivalente Inicial	832,8	1.061,4	27%
Flujo Efectivo de la Operación	77,2	104,1	35%
Flujo Efectivo de Financiamiento	(67,3)	(82,2)	22%
Flujo Efectivo de Inversión	(26,3)	(27,5)	5%
Flujo Neto del Período	(16,4)	(5,5)	66%
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	0,3	6,6	2100%
Efectivo Equivalente Final	816,7	1.062,6	30%

Durante el 1T16, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$5,5 millones**, mayor al valor de igual período del año pasado.

Actividades de la operación: Durante el 1T16 se generó un flujo neto positivo de US\$104,1 millones, 35% mayor que el 1T15, explicado principalmente por el mejor resultado operacional.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$82,2 millones durante el 1T16, que se compara con el flujo neto negativo de US\$67,3 millones al 1T15. El flujo de este trimestre está asociado al pago de intereses y amortizaciones. El mayor flujo negativo del 1T16 está asociado principalmente a mayores gastos financieros y a costos asociados al refinanciamiento del crédito de Fenix Power Perú. En este último se incluyen US\$ 7,7 millones correspondientes al establecimiento de una cuenta de reserva de intereses en favor de los bancos acreedores.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$27,5 millones durante el 1T16, mayor que el desembolso de US\$26,3 millones al 1T15. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados a mayores desembolsos del proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.852 MW, conformada por 2.255 MW en unidades térmicas y 1.589 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile, donde representa cerca del 21% del mercado y también opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 7% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de capacidad instalada.

A través de su política comercial, la compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen que le permita 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 y el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la compañía procura contratar en el largo plazo sus activos con costo eficientes y eventualmente, en caso de existir déficit/superávits se puede recurrir a comprar/vender energía en el mercado spot a costo marginal.

6.1 Perspectiva de mediano plazo Chile

Durante el primer trimestre de 2016 el período de deshielo se encuentra en su última fase, mostrando caudales decrecientes respecto a los meses anteriores, como ocurre habitualmente. Dado lo anterior, la matriz energética comenzó su operación con mayores fuentes termoeléctricas. En esta línea, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de mediano plazo con ENAP y con Metrogas. Ambos contratos permitirán tener suministro de gas natural para el período 2016-2019 equivalente a un ciclo combinado operando todo el año. Volúmenes de energía aproximada: 2016-2017: 2.500 GWh, 2018-2019: 2.000 GWh. Además existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables.

En relación a la contratación del año 2016, cabe destacar que se mantienen vigentes los mismos contratos que al cierre de Dic15. El nivel de contratos de la Compañía se mantendrá sin variaciones relevantes hasta el año 2019.

Los resultados de la compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel balanceado entre generación propia eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales y de las condiciones hidrológicas.

Adicionalmente, y en el marco del proceso de Open Season donde GNL Quintero licitó parte de la capacidad de regasificación asociada a la expansión de dicho Terminal de regasificación de gas ubicado en Quintero, Colbún obtuvo el derecho a reserva de capacidad en la licitación la cual fue confirmada en el mes de Dic15, por el volumen equivalente a aproximadamente la operación anual de un ciclo combinado. La participación de la Compañía en el mencionado proceso es parte de su estrategia de largo plazo para utilizar su capacidad instalada de generación eléctrica en base a gas natural y contribuir a un suministro de energía competitiva, segura y sustentable.

6.2 Perspectiva de mediano plazo Perú

El año 2016 se ha iniciado con una condición hidrológica más bien seca, probabilidad de excedencia en torno al 80% y con altas tasa de crecimiento de la demanda, que se explica la entrada en operación y expansión de proyectos mineros, donde destacan los proyectos Las Bambas, Cerro Verde y Toromocho.

A partir del mes de marzo se han elevado los costos marginales respecto a los dos primeros meses del año. El comportamiento futuro de los costos marginales estará supeditado principalmente al

incremento de la demanda en lo resta del año y a las fechas efectivas de puesta en servicio de las nuevas centrales hidráulicas.

En relación a la contratación, a comienzos del 2016 vencieron algunos contratos de suministro i y otros vencerán en los próximos meses. Se espera reemplazar esos suministros con nuevos contratos de energía en el segundo semestre del año.

6.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo un mix de generación eficiente que contempla una participación hidráulica relevante, un complemento térmico eficiente y finalmente una mayor penetración de otras fuentes renovables, que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región como Colombia y Perú, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y diversificar sus fuentes de ingresos. Dichos países tienen un atractivo ambiente económico y sus sectores eléctricos tienen un marco regulatorio bien establecido. En adición, participar de mercados como éstos puede mejorar la diversificación en términos de condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles y marcos regulatorios.

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos y, en menor grado, de líneas de transmisión.

Proyectos en ejecución

Proyecto Hidroeléctrico La Mina (34 MW): La Mina es un proyecto ERNC, que se ubica en la comuna de San Clemente, aproximadamente 110 km al oriente de la ciudad de Talca. Este contempla una capacidad instalada de 34 MW y una generación media anual de 191 GWh. La energía se inyectará en 220 kV al SIC, en la subestación Loma Alta, a través de una línea de alta tensión (LAT) de simple circuito de 66 kV y 24 km. El proyecto aprovecha el potencial hidráulico del río Maule a partir de una captación ubicada aguas abajo de la junta con el río Puelche, restituyendo las aguas 2 km más abajo del punto de captación.

En el mes de enero de 2015 se dio inicio a la construcción del proyecto, cuyo avance alcanzado durante el primer trimestre del año 2016 es de un 63%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el año 2016 se puede mencionar el inicio del montaje de las compuertas radiales de servicio de la Barrera Móvil, de los hormigones del canal rectangular, montaje de la tubería en presión, término de los hormigones de caracol de la Unidad N°1, inicio del montaje del caracol Unidad N°2 y término de montaje de pilares y vigas de la superestructura en la zona del patio de montaje para la instalación de los rieles del puente grúa.

La construcción de la Línea La Mina Loma Alta se inició en noviembre de 2015 y su avance hasta primer trimestre del año 2016 es de un 35%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado.

Se espera que el proyecto entre en operación comercial a inicios del año 2017. El monto a invertir, incluida la línea de transmisión es de aproximadamente de US\$130 millones.

Proyectos en desarrollo

▪ **Proyecto Unidad II del Complejo Santa María (350 MW):** El proyecto está ubicado en la comuna de Coronel, Región del Biobío, y considera una capacidad instalada de 350 MW. Actualmente, Colbún cuenta con el permiso ambiental aprobado para desarrollar esta segunda unidad del complejo.

Durante el año 2014-2015 se mejoró su diseño, incorporando nueva tecnología para cumplir con la exigente norma de emisiones vigente desde el 1 de enero de 2012. Asimismo, se están analizando las dimensiones sociales, económicas y comerciales del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su construcción.

- **Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW):** El proyecto central hidroeléctrica San Pedro se ubica a unos 25 km. al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas en el proyecto, éste tendrá un caudal de diseño estimado de 460 m³/s (+10% con sobre apertura) y una capacidad instalada aproximada entre 170 MW para una generación anual de 950 GWh en condiciones hidrológicas normales. La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá prácticamente constante, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central no se verá alterado por su operación.

En junio de 2015 se hace el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al Proyecto, el cual es admitido inicialmente a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Los Ríos. Sin embargo, en Ago15, la autoridad terminó anticipadamente el proceso por falta de información esencial.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía se encuentra analizando las observaciones de los servicios públicos, con el objeto de recopilar y preparar los antecedentes necesarios que permitan dar una respuesta oportuna y técnicamente fundada a la información requerida por la autoridad. En paralelo, se desarrolla un plan de acción con los municipios, servicios públicos y autoridades regionales, además de comunidades indígenas, entre otros grupos de interés, con el objeto de profundizar la comprensión recíproca de estos actores en relación al proyecto, así como de la empresa en relación a sus legítimas inquietudes.

- **Proyecto Línea de Transmisión San Pedro-Ciruelos:** El proyecto línea de transmisión San Pedro - Ciruelos va a permitir evacuar la energía de la central San Pedro al SIC mediante una línea de 220 kV y 47 km. de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

Las principales actividades realizadas hasta la fecha se relacionan con las negociaciones por las servidumbres de la línea e inicio de la construcción del proyecto.

- **Proyectos de ERNC (Energías Renovables No Convencionales):** La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación renovable no convencional, estableciéndose como meta que al año 2025 un 20% provenga de este tipo de tecnologías.

En este contexto, en el año 2013 Colbún firmó un contrato con Comasa para la compra de atributos ERNC y con Acciona Energía por la compra de la energía y atributos ERNC que genere el parque eólico Punta Palmeras, de 45 MW, ubicado en la comuna de Canela, a 70 km de la ciudad de Los Vilos, IV Región, el cual entró en operación comercial en Nov14.

Durante el segundo semestre del año 2015 se creó el Área de Energías Renovables encargada de desarrollar y estudiar la participación en proyectos de generación de tecnologías principalmente solar y eólica sin descartar otras fuentes ERNC.

- **HidroAysén:** Colbún participa en un 49% de la propiedad de HidroAysén S.A.

Sin perjuicio de la natural incertidumbre sobre los plazos y contenidos de las resoluciones de las instancias judiciales a las cuales HidroAysén ha recurrido así como los lineamientos, condiciones o eventuales reformulaciones que los procesos que está conduciendo el gobierno sobre política energética de largo plazo y de planificación territorial de cuencas determinen en relación al desarrollo del potencial hidroeléctrico de Aysén, Colbún S.A. ha reiterado su convencimiento que los derechos

de aguas vigentes, las solicitudes de derechos de agua adicionales, la resolución de calificación ambiental, las concesiones, los estudios de terreno, la ingeniería, las autorizaciones y los inmuebles del proyecto son activos adquiridos y desarrollados por la empresa durante los últimos ocho años al amparo de la institucionalidad vigente y conforme a estándares internacionales técnicos y ambientales.

Colbún S.A. ha ratificado que el desarrollo del referido potencial hidroeléctrico presenta beneficios para el crecimiento del país y que la opción de participar en él representa para la empresa una fuente potencial de generación de valor de largo plazo.

- **Otros:** La Compañía ha continuado realizando estudios de pre-factibilidad técnica, económica y ambiental y estudios de factibilidad para proyectos hidroeléctricos y térmicos que utilizarían derechos de agua que Colbún posee en la Región del Maule, iniciativas que suman cerca de 500 MW.

6.4 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 puedan afectar.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbún como las áreas tomadoras de riesgo.

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 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.

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 Chile, el 48% de la capacidad instalada de Colbún son hidráulicas, por lo que están expuestas a las variables condiciones hidrológicas. En condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas de respaldo o bien recurrir al mercado spot.

Esta situación encarece 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 objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente) 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, cuyo impacto se puede mitigar con compras de agua de terceros y/o

operando dichas unidades en ciclo abierto, además de implementar soluciones técnicas de mediano y largo plazo que se están analizando para el referido complejo

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 mayor respecto al mercado eléctrico Chileno.

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. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones call y opciones put, entre otras, para cubrir la porción remanente de esta exposición en caso de existir. En caso contrario, ante una hidrología abundante, la compañía podría encontrarse en una posición vendedora en el mercado spot cuyo precio estaría en parte determinado por el precio 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

Respecto del suministro de combustibles líquidos, en Chile la Compañía mantiene acuerdos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

Respecto al suministro de gas natural, en Chile Colbún mantiene contratos de mediano plazo con ENAP y Metrogas y en Perú la Central Fénix Power 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 unidad I, se han realizado nuevas licitaciones, invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra 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 y de las instalaciones de transmisión de Colbún 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 de sus proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de riesgos a través de seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico 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. Alternativamente, 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 se han hecho más inciertos los plazos de tramitación ambiental, 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.

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

B.1.6. Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para el sector de generación, donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo, ejecución y 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.

En Chile, la agenda energética impulsada por el gobierno contempla diversos cambios regulatorios, los que dependiendo de la forma en que se implementen podrían representar una oportunidad o riesgo para la compañía. Son de especial relevancia los cambios que actualmente se están discutiendo en el Congreso acerca de (i) la nueva Ley de Transmisión que redefiniría aspectos fundamentales de este segmento y que plantea cambios relevantes a la gobernanza e institucionalidad del sector (Centros de Despacho, panel de expertos y atribuciones de la CNE), (ii) la reforma al Código de Aguas, y (iii) la Ley de equidad tarifaria que buscaría una cierta equivalencia de tarifas en el país para facilitar el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos a nivel local. Así también son importantes iniciativas relevantes en el sector como (i) la definición de la Política Energética a largo plazo para el país (2050) y (ii) la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas que actualmente se discute en el Congreso, entre otras.

En Perú, la autoridad se encuentra impulsando ciertas modificaciones en materia energética. Dentro de los cambios regulatorios podemos mencionar: (i) Propuesta de Resolución que elimina el Tipo de Cambio de la fórmula de indexación de las tarifas en barra; (ii) Propuesta de Resolución que modifica los criterios para repartir los pagos por el Sistema Secundario y Complementario de Transmisión y (iii) Propuesta de reglamento del mercado de Corto Plazo que permite que los Distribuidores y Grandes Usuarios puedan comprar en el spot hasta el 10% de su demanda.

De la calidad de estas nuevas regulaciones y de las señales que por ello entregue la autoridad, dependerá –en buena medida– el necesario y equilibrado desarrollo del mercado eléctrico en los próximos años, tanto en Chile como en Perú.

B.1.7. Riesgo de variación de demanda/oferta y de precio de venta de la energía eléctrica

La proyección de demanda de consumo eléctrico futuro es una información muy relevante para la determinación del precio de mercado.

En Chile, se ha producido y se proyecta para el mediano plazo un crecimiento de la demanda menor, lo que produce un desbalance entre oferta y demanda, afectando los precios de energía. Por otra parte, este desbalance podría verse aumentado por el mayor desarrollo de proyectos de ERNC costo eficiente.

En Perú, también se presenta un escenario de desbalance temporal entre oferta y demanda, generado principalmente por el aumento de oferta eficiente (centrales hidroeléctricas y a gas natural) e implicando una disminución de los precios de energía en los últimos meses.

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 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 cuanto prácticamente la totalidad de las ventas de la compañía se encuentra denominada directamente o con indexación al dólar. Del mismo modo, los principales costos corresponden a compras de petróleo diésel, 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 recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas 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 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.

Dado lo anterior, al 31 de marzo de 2016 la exposición de la Compañía frente a este riesgo se encuentra bastante acotada, traduciéndose en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$2,0 millones en términos trimestrales en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

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. Para mitigar este riesgo se utilizan swaps de tasa de interés fija.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tabla 12: Perfil de Deuda Financiera

Tasas de interés	mar-15	dic-15	mar-16
Fija	100%	100%	84%
Variable	0%	0%	16%
Total	100%	100%	100%

Al 31 de marzo de 2016, la deuda financiera de la compañía se encuentra denominada en un 84% a tasa fija, excepto por el crédito recientemente refinanciado en Fenix Power Perú, cuyo plan de cobertura ya se encuentra en fase de implementación.

Dado lo anterior, al 31 de marzo de 2016 la exposición de la Compañía frente a la tasa de interés variable se encuentra acotada, traduciéndose en un resultado de aproximadamente US\$1,1 millones en términos trimestrales en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

B.2.3 Riesgo de crédito

La empresa 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 todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta.

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 marzo de 2016, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como "money market". En el caso de los bancos, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a AA- 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 15%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a A- o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior. Cabe destacar que en derivados ninguna contraparte concentra más del 16% en términos de nocional.

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 marzo de 2016, Colbún cuenta con excedentes de caja por US\$1.062,6 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 90 días y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días. Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 4 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$164 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Éste remanente de intereses y amortizaciones menores se espera cubrir con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de marzo de 2016, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la compañía es BBB por Fitch Ratings y BBB- por Standard & Poor's (S&P), ambas con perspectivas estables.

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

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 que la exposición exista.

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.

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, entre las que se cuentan líneas comprometidas y no comprometidas de financiamiento.

El riesgo de variación de tasas de interés se encuentra en gran medida mitigado, ya que el 84% de la deuda financiera se encuentra contratada a tasa fija (de manera directa y utilizando derivados). Este riesgo se traduce en un resultado de US\$1,1 millones en términos trimestrales en base a un análisis al 95% de confianza.

El riesgo de tipo de cambio también 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 denominadas en monedas distintas al dólar.

Dado lo anterior, al 31 de marzo de 2016 la exposición de la Compañía frente a este riesgo se encuentra acotada. Lo anterior, traduciéndose en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$2,0 millones en términos trimestrales en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.