

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2016

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** del segundo trimestre del año 2016 (2T16) alcanzó **US\$151,1 millones**, un 11% mayor que el EBITDA de US\$136,4 millones del segundo trimestre del año 2015 (2T15). El aumento se explica principalmente por el menor costo medio de suministro térmico, el cuál disminuyó en un 20% respecto al 2T15. Adicionalmente, el trimestre incorpora el aporte de EBITDA proveniente de la operación de Fenix Power Perú (US\$9,1 millones).

En términos acumulados, el EBITDA a junio 2016 (Jun16) alcanzó US\$321,3 millones en comparación con los US\$229,1 millones a Jun15. El aumento se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica y por una disminución en el costo de generación termoeléctrica. La generación hidroeléctrica a Jun16 fue un 7% mayor que el mismo período del año anterior, producto de las mejores condiciones de deshielos en los primeros meses del año.

■ El **resultado no operacional** en 2T16 presentó una **pérdida de US\$29,9 millones** (vs. una pérdida de US\$22,4 millones en 2T15). El aumento del trimestre se explica principalmente por un aumento del registro de gastos financieros asociados a la deuda que mantiene Fenix Power Perú y por el impacto del prepago de deuda en Chile, y el resultante reconocimiento como gasto de aquellos desembolsos asociados a la colocación de esa deuda que se encontraban activados. Este efecto fue en parte compensado por: (1) una ganancia en la línea diferencias de cambio, producto del impacto positivo de la apreciación del tipo de cambio CLP/US\$ en el 2T16 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar; y (2) mayores ingresos financieros resultantes de los intereses devengados provenientes de mejores tasas de inversión.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun16 presenta una pérdida de US\$50,7 millones vs. una pérdida de US\$42,6 millones a Jun15. Esta mayor pérdida se explica por las mismas razones que las señaladas en el análisis de variaciones para el segundo trimestre del 2016.

■ El **gasto por impuestos** del 2T16 ascendió a **US\$14,7 millones**, inferior a los US\$15,4 millones del 2T15. El menor cargo por impuestos, a pesar de la mayor utilidad antes de impuestos, se explica principalmente porque el gasto por impuesto en 2T15 presentaba el impacto de la variación del tipo de cambio en base a contabilidad tributaria en pesos chilenos. Cabe recordar que Colbún en Chile adoptó contabilidad tributaria en dólares a contar de enero de 2016.

El gasto por impuestos en términos acumulados a Jun16 alcanzó US\$32,2 millones, vs. gastos por impuestos de US\$33,6 millones a Jun15. La disminución se explica por las mismas razones señaladas para el segundo trimestre del 2016 en términos trimestrales.

■ La Compañía presentó en el 2T16 una **ganancia que alcanzó los US\$51,4 millones**, en línea con la ganancia de US\$50,1 millones al 2T15.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia de US\$127,5 millones, que se compara positivamente con la ganancia de US\$57,1 millones de igual período del año anterior, principalmente por el mayor EBITDA.

■ El **proyecto La Mina** (34 MW) presenta un avance de 77%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el último periodo se pueden mencionar el término de la colocación de hormigones en la obra de toma, el inicio de la construcción de la barrera fija, el inicio del montaje de la tubería en presión y en la casa de máquinas, el término del montaje de la superestructura y la colocación de hormigones en los distintos niveles. Se espera que el proyecto entre en operación comercial a inicios del año 2017.

■ El **EBITDA** del 2T16 de Fenix Power Perú totalizó **US\$9,1 millones**, menor que el EBITDA de US\$18,4 millones registrado en el 2T15. Esta disminución se explica principalmente por una menor

generación asociada al mantenimiento mayor de la central durante el mes de junio. En términos acumulados, el EBITDA a Jun16 alcanzó US\$25,8 millones vs. US\$31,2 millones a Jun15. La disminución se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales.

■ ■ Análisis Operaciones en Chile

Los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 2T16 alcanzaron 2.731 GWh, un 3% menor en comparación a igual período del año anterior, por una menor demanda tanto de clientes regulados como de clientes libres.

Por su parte, la generación del trimestre disminuyó en un 2%. La menor generación se explica principalmente por una menor generación en base a gas natural (1.028 GWh en 2T16 vs. 1.202 GWh en 2T15), lo cual fue compensado por una mayor generación térmica a carbón (724 GWh en 2T16 vs. 699 GWh en 2T15) y diésel (205 GWh en 2T16 vs. 102 GWh en 2T15).

El balance en el mercado spot alcanzó un nivel de ventas netas de 513 GWh, superior a las ventas netas de 484 GWh registradas en el 2T15.

El costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel disminuyó en un 50%, desde US\$133/MWh en el 2T15 a US\$67/MWh en el 2T16. Esta caída es atribuible principalmente a los menores precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales y a una mayor generación costo eficiente respecto a igual trimestre del año anterior.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun16 alcanzaron 5.487 GWh, un 2% menor respecto a Jun15 producto de la menor demanda de clientes regulados, compensado en parte por mayores ventas en el mercado spot y retiros físicos de clientes libres.

La generación total de Colbún disminuyó 1% en términos acumulados a Jun16, principalmente por menor generación con diésel (208 GWh a Jun16 vs. 243 GWh a Jun15) y gas natural (2.240 GWh a Jun16 vs. 2.349 GWh a Jun15). La menor generación térmica fue en parte compensada por una mayor generación hidroeléctrica (2.626 a Jun16 vs. 2.455 GWh a Jun15). Pese a las escasas precipitaciones presentadas en la zona sur del país, la generación hidroeléctrica aumentó producto de las mejores condiciones de deshielos durante los primeros meses del año.

En términos acumulados, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 916 GWh, que se comparan favorablemente con las ventas netas por 811 GWh del año previo.

■ ■ Análisis Operaciones en Perú (SEIN)

El análisis presentado a continuación contempla períodos previos a la adquisición por parte de Colbún de Fenix Power Perú, por lo que los resultados de Fenix correspondientes al año 2015 se presentan solo para efectos comparativos.

Los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 2T16 alcanzaron 855 GWh, un 12% mayor respecto al 2T15, principalmente por un nuevo contrato de corto plazo firmado con Distriluz en abril de 2016.

Por su parte, la generación del trimestre disminuyó en un 28% explicado principalmente por la menor generación durante el mes de junio producto del mantenimiento mayor anual realizado en la planta en junio de 2016.

El balance en el mercado spot alcanzó un nivel de compras netas de 78 GWh en el 2T16 vs. ventas netas por 314 GWh en 2T15, pero considerando los bajos costos marginales el 2T16 (US\$24/MWh medido en Santa Rosa), implicaron desembolsos acotados.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun16 alcanzaron 1.613 GWh, un 12% mayor respecto a Jun15.

La generación total de Fenix disminuyó un 32% en términos acumulados a Jun16, explicado por las mismas razones que en términos trimestrales.

En términos acumulados, el balance en el mercado spot registró compras netas por 195 GWh vs. ventas netas por 665 GWh del período anterior.

■ ■ Durante el trimestre, como parte de una estrategia de optimización de su estructura financiera, **Colbún prepagó deuda por un monto total de US\$240,8 millones**. Las obligaciones pagadas anticipadamente corresponden al Bono Local Serie H por US\$80,8 millones y cuyo vencimiento original era en 2018; y un crédito bancario por US\$160 millones, que tenía vencimiento en 2021. Con lo anterior, la vida media de la deuda financiera alcanza 5,1 años y su tasa promedio es de 4,4%.

■ ■ En abril de 2016, en el marco de la estrategia de la compañía de aumentar las fuentes de ERNC en su mix de generación, **Colbún compró parte de los activos de SunEdison en Chile**, involucrando, en primer lugar, la adquisición de dos proyectos de parques solares fotovoltaicos en desarrollo ubicados en el SIC, por un total de 202 MW, y la cesión de contratos de suministro de energía de largo plazo a partir del año 2017 con compañías distribuidoras por 350 GWh anuales por un plazo de 15 años. También se firmó un contrato de suministro de energía de largo plazo, en virtud del cual SunEdison suministrará 200 GWh al año de energía solar a Colbún durante 15 años. Por su parte, en mayo de 2016, continuando con el proceso de optimización del mix de generación y fortalecimiento de la posición de la Compañía en el mercado, **Colbún adjudicó un contrato de compra de energía solar por 15 años a empresas Total y su filial SunPower** por 500 GWh anuales a partir del año 2021.

■ ■ El día 28 de junio el transformador principal de la turbina de gas de la Central Termoeléctrica Nehuenco 2 ("Unidad 2"), fue afectado por un incendio, activando de forma inmediata los protocolos internos de emergencia y no produciendo víctimas ni heridos de ninguna consideración. La Unidad 2 fue desconectada del Sistema mientras que la Unidad 1 continuó operando con normalidad. Con el fin de reanudar operaciones lo antes posible, Colbún obtuvo en el extranjero un transformador de carácter provisorio, con el cual se estima que la central entrará en operación aproximadamente hacia fines de septiembre 2016. Por otra parte, Colbún encomendó la fabricación de un transformador nuevo y definitivo que se estima entrará en funcionamiento hacia fines de diciembre 2016. Con la información disponible sobre plazos estimados de reparación, disponibilidad de la central y seguros comprometidos para este tipo de siniestros, el impacto de la falla sobre los resultados financieros de la Sociedad no es material en el contexto de Colbún.

■ ■ Al cierre del 2T16 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$848,7 millones** y una **deuda neta de US\$1.161,2 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 2T15, 2T16 y acumulado a Jun15 y Jun16.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Ac/Ac	T/T
6.416	6.403	Total Ventas Físicas (GWh)	3.307	3.244	(0%)	(2%)
3.432	3.267	Clientes Regulados	1.699	1.622	(5%)	(5%)
2.172	2.221	Clientes Libres	1.125	1.109	2%	(1%)
811	916	Ventas en el Mercado Spot	484	513	13%	6%
1.589	1.551	Potencia (MW)	1.584	1.586	(2%)	0%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Ac/Ac	T/T
6.584	6.535	Total Generación (GWh)	3.388	3.313	(1%)	(2%)
2.455	2.626	Hidráulica	1.358	1.338	7%	(1%)
2.349	2.240	Térmica Gas	1.202	1.028	(5%)	(14%)
243	208	Térmica Diésel	102	205	(14%)	101%
1.491	1.423	Térmica Carbón	699	724	(5%)	4%
45	37	Eólica - Punta Palmeras	28	18	(18%)	(33%)
0	0	Compras en el Mercado Spot	0	0	-	-
811	916	Ventas - Compras en el Mercado Spot	484	513	13%	6%

En términos acumulados, la composición de generación de Colbún contó con una participación hidráulica del 40%, gas natural de 34% y carbón de 22%, lo cual se traduce en que el 100% de los compromisos de suministro fueran abastecidos con generación costo eficiente (hidroeléctrica, gas natural y carbón) y en tener una posición excedentaria en el mercado spot.

Mix de Generación en Chile

El año hidrológico (Abr16-Mar17) iniciado en Abr16 presentó escasas precipitaciones durante el trimestre, las cuales se iniciaron a finales de abril con los primeros frentes climáticos relevantes, disminuyendo en los meses posteriores. La situación hidrológica no ha sido homogénea a lo largo de Chile, donde las cuencas más afectadas por las menores precipitaciones se ubican en la zona sur del SIC (Sistema Interconectado Central), mejorando las condiciones hacia el centro-norte. A modo de ejemplo, el déficit de precipitaciones respecto a un año medio durante el segundo trimestre por cuencas de norte a sur es: Armerillo-Maule: 37%; Abanico: 58%; Canutillar: 57%. Por su parte, la cuenca Aconcagua presentó un superávit de 141%.

Durante el segundo trimestre del 2016 el SIC tuvo un leve aumento en la generación hidroeléctrica (2%) y ERNC (2%) con respecto a igual periodo del año 2015, un aumento de la generación termoeléctrica eficiente a carbón (22%), y una disminución de la participación del gas (-18%) y del diésel (-11%). El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel disminuyó en un 50% desde US\$133/MWh en el 2T15 a US\$67/MWh en el 2T16, lo que se explica principalmente por los menores precios de combustibles y por el cambio del mix indicado.

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 2T15, 2T16 y acumulado a Jun15 y Jun16 de Fenix en Perú

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Ac/Ac	T/T
3.210	2.730	Total Ventas Físicas (GWh)	1.673	1.495	(15%)	(11%)
1.440	1.613	Clientes bajo Contrato	763	855	12%	12%
1.771	1.117	Ventas en el Mercado Spot	910	640	(37%)	(30%)
592	561	Potencia (MW)	556	562	(5%)	1%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Ac/Ac	T/T
2.161	1.463	Total Generación (GWh)	1.105	800	(32%)	(28%)
2.161	1.463	Térmica Gas	1.105	800	(32%)	(28%)
1.106	1.312	Compras en el Mercado Spot	596	718	19%	21%
665	(195)	Ventas - Compras en el Mercado Spot	314	(78)	-	-

En términos acumulados, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 1.463 GWh, un 32% menor que el 2T15, dado principalmente por el mantenimiento mayor de la planta realizado en junio del 2016. En el 2T16 un 91% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia y se realizaron compras netas en el mercado spot por 195 GWh, en comparación con ventas netas en el mercado spot por 314 GWh en el 2T15.

Mix de Generación en Perú

Durante 2T16 se han presentado condiciones hidrológicas más secas que el segundo trimestre del año anterior. 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 81% al término del 2T16 vs. 39% en el 2T15.

La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) disminuyó en un 3% respecto a igual periodo del año 2015, a pesar de la entrada de nuevas plantas hidráulicas por 400 MW durante el período julio 2015 - junio 2016. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 21% durante el 2T16 en comparación con el 2T15.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado de los trimestres 2T15, 2T16 y acumulado a Jun15 y Jun16.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Ac/Ac	T/T
675,5	732,7	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	358,5	370,1	8%	3%
336,4	392,0	Venta a Clientes Regulados	168,7	183,0	17%	8%
159,4	179,1	Venta a Clientes Libres	86,4	88,2	12%	2%
99,6	66,4	Ventas de Energía y Potencia	61,6	41,9	(33%)	(32%)
75,5	93,8	Peajes	39,5	56,5	24%	43%
4,6	1,3	Otros Ingresos	2,3	0,6	(72%)	(75%)
(406,4)	(357,0)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(201,3)	(192,0)	(12%)	(5%)
(73,8)	(90,8)	Peajes	(34,7)	(47,3)	23%	36%
(13,7)	(23,7)	Compras de Energía y Potencia	(9,2)	(15,7)	72%	70%
(191,3)	(140,9)	Consumo de Gas	(96,2)	(68,6)	(26%)	(29%)
(40,6)	(25,3)	Consumo de Petróleo	(18,1)	(23,2)	(38%)	28%
(48,8)	(35,5)	Consumo de Carbón	(22,2)	(16,9)	(27%)	(24%)
(38,2)	(40,8)	Otros	(20,8)	(20,4)	7%	(2%)
269,0	375,7	MARGEN BRUTO	157,2	178,2	40%	13%
(28,8)	(32,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(14,8)	(16,0)	12%	8%
(11,1)	(22,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(6,0)	(11,1)	100%	84%
(95,8)	(110,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(48,4)	(55,1)	16%	14%
133,3	210,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	88,0	96,1	58%	9%
229,1	321,3	EBITDA	136,4	151,1	40%	11%
2,1	5,4	Ingresos Financieros	1,1	2,7	163%	146%
(44,9)	(59,5)	Gastos Financieros	(22,7)	(32,0)	33%	41%
1,3	(0,1)	Resultados por Unidades de Reajuste	1,2	(0,1)	-	-
0,5	5,0	Diferencias de Cambio	0,1	1,9	899%	2055%
3,2	3,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,7	1,7	(3%)	(2%)
(4,7)	(4,7)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(3,9)	(4,2)	(1%)	8%
(42,6)	(50,7)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(22,4)	(29,9)	19%	34%
90,7	159,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	65,5	66,1	76%	0,9%
(33,6)	(32,2)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(15,4)	(14,7)	(4%)	(5%)
57,1	127,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	50,1	51,4	123%	3%
57,1	123,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	50,1	51,5	117%	3%
-	3,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	(0,1)	-	-

(*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la 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	jun-15	dic-15	jun-16
Chile (CLP / US\$)	639,04	710,16	661,37
Chile UF (CLP/UF)	24.984,62	25.629,09	26.052,07
Perú (Pen / US\$)	3,18	3,41	3,29

2.1. ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL CHILE

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T15, 2T16 y acumulado a Jun15 y Jun16. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Ac/Ac	T/T
675,5	622,1	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	358,5	315,2	(8%)	(12%)
336,4	318,2	Venta a Clientes Regulados	168,7	147,3	(5%)	(13%)
159,4	179,1	Venta a Clientes Libres	86,4	88,2	12%	2%
99,6	51,4	Ventas de Energía y Potencia	61,6	35,5	(48%)	(42%)
75,5	72,4	Peajes	39,5	44,0	(4%)	11%
4,6	1,0	Otros Ingresos	2,3	0,2	(79%)	(89%)
(406,4)	(282,9)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(201,3)	(150,2)	(30%)	(25%)
(73,8)	(71,1)	Peajes	(34,7)	(36,3)	(4%)	5%
(13,7)	(12,5)	Compras de Energía y Potencia	(9,2)	(6,9)	(9%)	(25%)
(191,3)	(104,1)	Consumo de Gas	(96,2)	(48,6)	(46%)	(49%)
(40,6)	(25,3)	Consumo de Petróleo	(18,1)	(23,2)	(38%)	28%
(48,8)	(35,5)	Consumo de Carbón	(22,2)	(16,9)	(27%)	(24%)
(38,2)	(34,4)	Otros	(20,8)	(18,2)	(10%)	(13%)
269,0	339,2	MARGEN BRUTO	157,2	165,0	26%	5%
(28,8)	(29,2)	Gastos por Beneficios a Empleados	(14,8)	(15,0)	2%	2%
(11,1)	(14,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(6,0)	(8,0)	30%	33%
(95,8)	(95,0)	Gastos por Depreciación y Amortización	(48,4)	(47,1)	(1%)	(3%)
133,3	200,5	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	88,0	94,9	50%	8%
229,1	295,5	EBITDA	136,4	142,0	29%	4%

(*): 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 2T16 ascendieron a US\$315,2 millones**, disminuyendo un 12% respecto al 2T15, dado principalmente por menores ingresos de clientes regulados y menores ventas de energía y potencia en el mercado spot, lo cual fue en parte compensado por mayores ingresos por concepto de peajes y ventas a clientes libres.

En términos acumulados, **los Ingresos ordinarios a Jun16 ascendieron a US\$622,1 millones**, disminuyendo un 8% respecto a Jun15, principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron en términos trimestrales un 25%**, explicado principalmente por menores costos de combustibles (-35%) y menores compras de energía y potencia.

En términos acumulados, **los costos de materias primas y consumibles a Jun16 ascendieron a US\$282,9 millones**, 30% inferior con respecto a Jun15 explicado por un menor costo de combustibles, producto de un menor consumo y precio de diésel y la compra del gas natural a precio competitivo.

El **EBITDA aumentó en términos trimestrales un 4% y acumulados un 29%** alcanzando US\$142,0 millones y US\$295,5 millones respectivamente. Ambos aumentos se explican por los menores costos de combustibles. El menor costo promedio de generación propia se explica principalmente por la disminución del precio de los *commodities* y por una mayor generación hidroeléctrica.

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)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Acc/Acc	T/T
106,6	110,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	56,7	55,0	4%	(3%)
81,7	73,8	Ventas a clientes Regulados	41,0	35,7	(10)%	(13)%
13,5	15,0	Ventas Otras Generadoras	7,9	6,4	11%	(19)%
11,5	21,4	Peajes	7,9	12,5	86%	58%
-	0,3	Otros Ingresos	-	0,3	-	-
(71,9)	(74,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(36,8)	(41,8)	3%	14%
(13,5)	(19,7)	Peajes	(7,8)	(11,0)	46%	41%
(1,6)	(11,2)	Compras de Energía y Potencia	(0,1)	(8,7)	613%	14067%
(47,7)	(36,8)	Consumo de Gas	(24,3)	(19,9)	(23)%	(18)%
(9,1)	(6,4)	Otros	(4,5)	(2,1)	(30)%	(53)%
34,7	36,4	MARGEN BRUTO	20,0	13,2	5%	(34)%
(2,0)	(2,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,2)	(1,0)	43%	(19)%
(1,5)	(7,7)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,4)	(3,1)	411%	647%
(17,8)	(15,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,9)	(7,9)	(11)%	(11)%
13,4	9,9	RESULTADO DE OPERACIÓN	9,5	1,2	(26)%	(88)%
31,2	25,8	EBITDA	18,4	9,1	(17)%	(50)%

Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 2T16 ascendieron a US\$55,0 millones**, disminuyendo un 3% con respecto al 2T15, principalmente por menores ventas atribuibles al mantenimiento mayor efectuado a la planta en junio de 2016. Los menores ingresos también se explican por el vencimiento del contrato con Termochilca en abril de 2016. Lo anterior fue compensado en parte por mayores ingresos por concepto de peajes.

En términos acumulados los ingresos ordinarios a Jun16 aumentan un 4% respecto a Jun15 explicado por mayores ventas de potencia a otras generadoras en el primer trimestre del año y mayores ingresos por peajes.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados aumentaron en términos trimestrales un 14%** explicado principalmente por mayores compras de energía y potencia, y mayores costos de peajes.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles aumentaron un 3%, por las mismas razones que las señaladas en términos trimestrales.

El **EBITDA alcanzó US\$9,1 millones en términos trimestrales y US\$25,8 millones en términos acumulados**, disminuyendo un 50% y un 17% respectivamente. Ambas disminuciones se explican principalmente por la menor generación producto del mantenimiento mayor realizado en Junio de 2016.

2.3. ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado del 2T15, 2T16 y acumulado a Jun15 y Jun16. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-15	jun-16		2T15	2T16	Ac/Ac	T/T
2,1	5,4	Ingresos Financieros	1,1	2,7	163%	146%
(44,9)	(59,5)	Gastos Financieros	(22,7)	(32,0)	33%	41%
1,3	(0,1)	Resultados por Unidades de Reajuste	1,2	(0,1)	-	-
0,5	5,0	Diferencias de Cambio	0,1	1,9	899%	2055%
3,2	3,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,7	1,7	(3%)	(2%)
(4,7)	(4,7)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(3,9)	(4,2)	(1%)	8%
(42,6)	(50,7)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(22,4)	(29,9)	19%	34%
90,7	159,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	65,5	66,1	76%	0,9%
(33,6)	(32,2)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(15,4)	(14,7)	(4%)	(5%)
57,1	127,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	50,1	51,4	123%	3%
57,1	123,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	50,1	51,5	117%	3%
-	3,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	(0,1)	-	-

El **Resultado fuera de operación del 2T16 registró pérdidas por US\$29,9 millones**, mayores a las pérdidas por US\$22,4 millones en el 2T15. El aumento del trimestre se explica principalmente por un aumento del registro de gastos financieros asociados a la deuda que mantiene Fenix Power Perú y por el impacto del prepago de deuda en Chile, y el resultante reconocimiento como gasto de aquellos desembolsos asociados a la colocación de esa deuda que se encontraban activados. Este efecto fue en parte compensado por: (1) una ganancia en la línea diferencias de cambio, producto del impacto positivo de la apreciación del tipo de cambio CLP/US\$ en el 2T16 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar; y (2) mayores ingresos financieros resultantes de los intereses devengados provenientes de mejores tasas de inversión.

En términos acumulados, el Resultado no operacional a Jun16 presenta una pérdida de US\$50,7 millones vs. una pérdida de US\$42,6 millones a Jun15. Esta mayor pérdida se explica por las mismas razones que las señaladas en el análisis de variaciones para el segundo trimestre del 2016.

El **Gasto por impuestos del 2T16 ascendió a US\$14,7 millones**, inferior a los US\$15,4 millones del 2T15. El menor cargo por impuestos, a pesar de la mayor utilidad antes de impuestos, se explica principalmente porque el gasto por impuesto en 2T15 presentaba el impacto de la variación del tipo de cambio en base a contabilidad tributaria en pesos chilenos. Cabe recordar que Colbún en Chile adoptó contabilidad tributaria en dólares a contar de enero de 2016.

En **términos acumulados a Jun16 se registraron Gastos por impuestos por US\$32,2 millones**, vs. US\$33,6 millones a Jun15. La disminución se explica por las mismas razones señaladas en términos trimestrales.

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 30 de junio de 2016. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	dic-15	jun-16	Var	Var %
Activos corrientes	1.383,5	1.206,0	(177,5)	(13%)
Activos no corrientes	5.774,1	5.781,9	7,8	0,1%
TOTAL ACTIVOS	7.157,6	6.987,9	(169,7)	(2%)
Pasivos corrientes	713,9	290,5	(423,5)	(59%)
Pasivos no corrientes	2.778,3	2.947,3	169,1	6%
Patrimonio neto	3.665,4	3.750,1	84,7	2%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	7.157,6	6.987,9	(169,7)	(2%)

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.206,0 millones, US\$177,5 millones menor en comparación con el cierre de Dic15, explicado principalmente por una disminución del Efectivo y Efectivo Equivalente producto de los prepagos de deuda financiera realizados en mayo y junio del 2016 por un total de US\$240,8 millones, compensado con los flujos provenientes de la operación.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.781,9 millones al cierre de Jun16, en línea con el saldo existente a Dic15.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$290,5 millones al cierre de Jun16, lo cual implicó una disminución de US\$423,5 millones en relación al cierre de Dic15. Esta variación se explica principalmente por el vencimiento de la deuda bancaria de Fenix Power Perú, la cual fue refinanciada a largo plazo en febrero de este año, reflejándose en los Pasivos no Corrientes y por la porción de deuda financiera que se mantenía en el Pasivo Corriente, prepagada durante el trimestre.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.947,3 millones al cierre de Jun16, aumentando US\$169,1 millones en comparación con Dic15, explicado principalmente por el refinanciamiento de la deuda que mantenía Fenix Power Perú anteriormente mencionada, efecto compensado por el prepagado de deuda financiera.

Análisis de Deuda: La Deuda Financiera alcanzó US\$2.009,9 millones, disminuyendo en US\$225,7 millones en relación a Dic15, producto de los prepagos del Bono Local Serie H por US\$80,8 millones y del crédito bancario por US\$160 millones. Por su parte, las Inversiones Financieras disminuyeron en US\$212,7 millones explicado principalmente por los prepagos de deuda financiera y por el Capex del período. Dado lo anterior, la Deuda Neta se mantuvo en línea y el EBITDA LTM (últimos 12 meses) aumentó un 34%, consecuentemente el ratio Deuda Neta/EBITDA disminuyó un 15% alcanzando un valor de 1,7 veces en relación a Dic15.

La vida media de la Deuda Financiera de largo plazo es de 5,1 años.

La tasa promedio de la Deuda Financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,4%.

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

	dic-15	jun-16	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.235,6	2.009,9	(225,7)	(10%)
Inversiones Financieras**	1.061,4	848,7	(212,7)	(20%)
Deuda Neta	1.174,2	1.161,2	(13,0)	(1%)
EBITDA LTM	583,3	675,5	92,2	16%
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,0	1,7	(0,3)	(15%)

(*) El monto incluye una deuda bancaria de US\$365,7 millones y un leasing financiero de US\$15,9 millones, asociados a Fenix Power Perú sin recurso a Colbún.

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

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.750,1 millones un aumento de un 2% en relación al cierre de Dic15. Este aumento se debe principalmente a la utilidad 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	jun-15	dic-15	jun-16
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	5,76	1,94	4,15
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	5,37	1,80	3,75
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,87	0,95	0,86
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	7,54%	20,44%	8,97%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	92,46%	79,56%	91,03%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos + Gastos financieros) / Gastos financieros	2,23	4,33	4,53
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas despues de impto / Patrim. neto promedio	0,38%	5,77%	7,62%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (perdida) controladora / Tot. Activo promedio	0,22%	2,99%	4,08%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)	6,36%	7,36%	8,89%

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 presenta en la siguiente tabla:

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales	
jun-15	jun-16		2T15	2T16
832,8	1.061,4	Efectivo Equivalente Inicial*	816,7	1.062,5
234,5	259,0	Flujo Efectivo de la Operación	157,3	154,8
(108,8)	(416,6)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(41,5)	(334,4)
(46,1)	(64,1)	Flujo Efectivo de Inversión**	(19,8)	(36,7)
79,7	(221,7)	Flujo Neto del Período	96,1	(216,3)
-	9,0	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(0,3)	2,4
912,5	848,7	Efectivo Equivalente Final*	912,5	848,7

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

(**)El "Flujo de 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.

Durante el 2T16, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$216,3 millones**, menor al valor de igual período del año pasado.

Actividades de la operación: Durante el 2T16 se generó un flujo neto positivo de US\$154,8 en línea con el flujo neto positivo de US\$157,3 millones al 2T15.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$259,0 millones a Jun16, 10% mayor que a Jun15 cuya explicación se debe al mejor resultado operacional.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$334,4 millones durante el 2T16, que se compara con el flujo neto negativo de US\$41,5 millones al 2T15. El mayor flujo neto negativo de este trimestre está asociado principalmente a los prepagos de deuda financiera por US\$240,8 millones anteriormente explicados y al reparto de un dividendo adicional por US\$40,6 millones.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$416,6 millones a Jun16, mayor que el flujo neto negativo de US\$108,8 millones a Jun15, explicado principalmente por las mismas razones que en términos trimestrales.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$36,7 millones durante el 2T16, mayor que el desembolso de US\$19,8 millones al 2T15. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados a mayores desembolsos por el proyecto La Mina que inició su construcción en Dic14.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$64,1 millones a Jun16 en comparación a los desembolsos por US\$46,1 millones a Jun15.

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 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 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 fuentes de generación (propias o adquiridas a terceros) 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.

6.1 Perspectiva de mediano plazo Chile

El año hidrológico iniciado en abril de 2016 ha presentado condiciones hidrológicas secas en las principales cuencas de la zona sur, mostrando menores precipitaciones respecto a un año normal. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas. Es por ello que, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con ENAP y con Metrogas para el período 2016-2019. Estos contratos permiten 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 permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año.

En relación a la contratación del año 2016, cabe destacar que se mantienen vigentes los mismos contratos que al cierre de diciembre del 2015. El actual nivel de contratación con clientes de la Compañía no contempla vencimientos 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.

6.2 Perspectiva de mediano plazo Perú

El primer semestre del año 2016 se ha desarrollado con una condición hidrológica más bien seca y con altas tasa de crecimiento de la demanda, que se explica con la entrada en operación y expansión de proyectos mineros, donde destacan los proyectos Las Bambas, Cerro Verde y Toromocho.

El comportamiento futuro de los costos marginales estará supeditado principalmente al incremento de la demanda en lo resta del año, a la hidrología, a la variación en los precios de los *commodities* 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 y otros vencerán en los próximos meses. En coherencia con su política comercial que contempla comprometer a través de contratos de mediano y largo plazo su capacidad de generación costo eficiente, se espera

reemplazar esos suministros con nuevos contratos de energía en función de las condiciones comerciales que se den en el mercado.

6.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

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 para diversificar sus fuentes de ingresos en términos de condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles y marcos regulatorios.

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

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 segundo trimestre del año 2016 es de 77%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el último periodo se pueden mencionar el término de la colocación de hormigones en la obra de toma, el inicio de la construcción de la barrera fija, el inicio del montaje de la tubería en presión y en la casa de máquinas, el término del montaje de la superestructura y la colocación de hormigones en los distintos niveles.

La construcción de la Línea de transmisión La Mina Loma Alta se inició en noviembre de 2015 y su avance hasta el segundo trimestre del año 2016 es de un 81%, 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 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 160 MW - 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 agosto de 2015, 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.

Este proyecto considera una Línea de Transmisión denominada LAT San Pedro-Ciruelos la cual permitirá evacuar la energía de la central 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.

- **Otros proyectos hidroeléctricos:** La Compañía ha continuado realizando estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental y estudios de factibilidad para proyectos hidroeléctricos que utilizarían derechos de agua que Colbún posee en las Regiones del Maule (430 MW) y Biobío (170 MW).

- **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. Más allá de esta regulación, se ha observado un gran aumento de la competitividad especialmente de la generación solar y eólica, por lo que debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia o variabilidad, para Colbún es relevante crecer en estas fuentes de generación a través de distintas modalidades.

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.

Durante el primer semestre del año 2016 se concretaron iniciativas tales como la compra de parte de los activos de SunEdison en Chile, que involucró el traspaso de activos de dos proyectos solares fotovoltaicos en desarrollo por un total de 202 MW, contratos de suministro a clientes regulados y suscripción de un contrato de compra de energía solar y atributos ERNC por 200 GWh/año para el cual SunEdison construirá una planta solar de 90 MW.

Adicionalmente, también durante este semestre se suscribió un contrato de compra de energía solar y atributos ERNC por 500 GWh/año con Total SunPower; y un contrato de compra de atributos ERNC con Parque Eólico Los Cururos.

- **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.

- **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 de 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 de 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.

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 responsabilidad de la Gerencia General así como de cada división y gerencia de la compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Riesgo Corporativo y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos.

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 es hidráulica, por lo que la Compañía está expuesta 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 competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente, 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, 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 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. 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.

Pese a los mantenimientos realizados y a la gestión diaria operacional que se realiza, ocasionalmente ocurren fallas. El día 28 de junio el transformador principal de la turbina de gas de la Central Termoeléctrica Nehuenco 2 ("Unidad 2"), fue afectado por un incendio, activando de forma inmediata los protocolos internos de emergencia y no produciendo víctimas ni heridos de ninguna consideración. La unidad 2 fue desconectada del Sistema mientras que la Unidad 1 continuó operando con normalidad.

Con el fin de reanudar operaciones lo antes posible, Colbún obtuvo en el extranjero un transformador de carácter provisorio, con el cual se estima que la central entrará en operación aproximadamente hacia fines de septiembre 2016. Por otra parte, Colbún encomendó la fabricación de un transformador nuevo y definitivo que se estima entrará en funcionamiento hacia fines de diciembre 2016.

Con la información disponible sobre plazos estimados de reparación, disponibilidad de la central y seguros comprometidos para este tipo de siniestros, el impacto de la falla sobre los resultados financieros de la Sociedad no es material en el contexto de Colbún.

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 de los mismos.

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 reforma al Código de Aguas, (ii) la ley relativa al fortalecimiento de la regionalización del país, (iii) el proyecto de ley que crea el Ministerio de Pueblos Indígenas, (iv) el proyecto de ley que crea el Consejo Nacional y los Consejos de Pueblos Indígenas y (v) la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas. Así también son importantes las iniciativas en el sector como (i) definición de los reglamentos necesarios para la correcta aplicación de la nueva Ley de Transmisión Eléctrica ya promulgada, (ii) la definición de la Política Energética a largo plazo para el país (2050) que ya se encuentra en su etapa de difusión y (iii) la Norma Técnica para la planificación y programación de la operación de unidades que utilicen gas natural (GNL), 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 modifica los criterios para repartir los pagos por el Sistema Secundario y Complementario de Transmisión y (ii) 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.

El crecimiento que se ha observado en el mercado Chileno (y potencialmente en el Peruano) de fuentes de generación renovables no convencionales como la generación solar y eólica, puede generar costos de integración y por lo tanto afectar las condiciones de operación del resto del sistema eléctrico, sobre todo en ausencia de un mercado de servicios complementarios que remunere adecuadamente los servicios necesarios para gestionar la variabilidad de las fuentes de generación indicadas.

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 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 30 de junio 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\$2,4 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	jun-15	dic-15	jun-16
Fija	100%	100%	97%
Variable	0%	0%	3%
Total	100%	100%	100%

Al 30 de junio de 2016, la deuda financiera de la compañía se encuentra denominada en un 97% a tasa fija, el 3% restante corresponde a una fracción del crédito de Fenix Power Perú.

Dado lo anterior, al 30 de junio de 2016 la exposición de la Compañía frente a la tasa de interés variable se encuentra acotada, traduciéndose en un resultado de aproximadamente US\$0,095 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 30 de junio 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 18%. 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 26% 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 30 de junio de 2016, Colbún cuenta con excedentes de caja por US\$848,7 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 60 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) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (ii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$101 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 30 de junio 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 presenta un 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 97% de la deuda financiera se encuentra contratada a tasa fija (de manera directa y utilizando derivados).

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.