

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE JUNIO DE 2015

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** del segundo trimestre del año 2015 (2T15) alcanzó **US\$136,4 millones**, levemente inferior al EBITDA de US\$140,8 millones del 2T14. Pese a que el 2T15 presentó condiciones hidrológicas desfavorables y hubo una menor generación hidroeléctrica, ésta fue en gran parte compensada con una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo. Además, cabe destacar que el costo medio de suministro térmico disminuyó en un 30% respecto al 2T14.

En términos acumulados, el EBITDA a junio 2015 (Jun15) alcanzó US\$229,1 millones en comparación con los US\$260,6 millones a Jun14. La disminución se explica principalmente porque el período del año 2014 incluye un ingreso no recurrente de US\$32,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II.

■ El **resultado no operacional** al 2T15 presentó una **pérdida de US\$22,4 millones** (vs. una pérdida de US\$17,8 millones el 2T14) dada principalmente por un mayor gasto financiero explicado por un mayor nivel de deuda bruta.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun15 presenta una pérdida de US\$42,6 millones vs. una pérdida de US\$24,5 millones a Jun14. Esta mayor pérdida se explica principalmente por: (1) un mayor gasto financiero tanto por un mayor nivel de deuda bruta, como por una menor activación de éstos luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14 y (2) por mayores "Otras pérdidas" explicadas principalmente porque en el 1T14 se había registrado un ingreso no recurrente debido a la indemnización por daño físico por US\$15,7 millones de la liquidación del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II. Dichos efectos son compensados en parte por una mayor diferencia de cambio al compararla con la registrada a Jun14.

■ Los **gastos por impuestos** ascendieron a **US\$15,4 millones** en el 2T15 (vs. un gasto por US\$5,2 millones el 2T14). Este se explica principalmente por: (1) aplicar la tasa de impuestos vigente de 22,5% sobre el resultado antes impuestos; (2) la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 2,0% que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos y (3) ambos gastos parcialmente compensados por el efecto neto de la diferencia de cambio sobre un descalce tributario que presenta más pasivos que activos en dólares.

En términos acumulados, a Jun15 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$33,6 millones, vs. gastos por impuestos de US\$24,9 millones a Jun14. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 5,3% que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos.

■ La compañía presentó en el 2T15 una **ganancia de US\$50,1 millones** (vs. una ganancia de US\$71,6 millones el 2T14).

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia de US\$57,1 millones, que se compara negativamente con la ganancia de US\$123,1 millones de igual período del año anterior.

■ Los **retiros físicos de clientes bajo contrato** durante el 2T15 alcanzaron 2.823 GWh, un 6% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual período del año anterior, dado principalmente por una menor demanda de clientes regulados. Sin embargo, las **ventas netas en el mercado spot** alcanzaron 484 GWh, un 14% sobre lo registrado el 2T14.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun15 alcanzaron 5.605 GWh, un 6% menor respecto a Jun14, explicado principalmente por la finalización del contrato de Conafe en Abr15, el contrato de Metro en Mar14 y el contrato de Codelco de respaldo en Dic14. Por su parte, las ventas netas al mercado spot totalizaron 811 GWh a Jun15, un 26% superior respecto a Jun14.

■ La **generación hidráulica** del 2T15 alcanzó **1.358 GWh**, un 16% inferior al 2T14, pese a que la disponibilidad del parque hídrico fue de un 90%, en línea al 2T14, la caída responde a las escasas precipitaciones durante el trimestre, las cuales se presentaron tardíamente en el mes de junio y han mejorado tras el cierre del trimestre.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Jun15 alcanzó 2.455 GWh, un 10% menor respecto a Jun14 producto de las desfavorables condiciones hidrológicas ya mencionadas.

■ La **generación a carbón** durante el 2T15 fue de **699 GWh**, 3% menor al 2T14. Esto se explica porque durante el trimestre la central Santa María unidad I tuvo algunas salidas menores no programadas.

En términos acumulados, la generación a carbón a Jun15 alcanzó 1.491 GWh, un 5% superior a Jun14. Considerando la generación base (hidroeléctrica y térmica a carbón) a Jun15, esta representó un 70% de los compromisos contractuales lo cual se compara positivamente con el 69% a Jun14. El remanente no cubierto por la generación base se cubrió con generación térmica con gas natural a un precio competitivo.

■ Al cierre del 2T15 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$912,5 millones** y una **deuda neta** de **US\$964,5 millones**.

1.1 GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T15 y 2T14, y acumulado a Jun15 y Jun14.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var	
jun-14	jun-15		2T14	2T15	Acc/Acc	T/T
6.625	6.416	Total Ventas Físicas (GWh)	3.422	3.307	(3%)	(3%)
3.589	3.432	Clientes Regulados	1.838	1.699	(4%)	(8%)
2.392	2.172	Clientes Libres	1.159	1.125	(9%)	(3%)
644	811	Ventas CDEC	425	484	26%	14%
1.713	1.589	Potencia (MW)	1.677	1.584	(7%)	(6%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-14	jun-15		2T14	2T15	Acc/Acc	T/T
6.767	6.584	Total Generación (GWh)	3.499	3.388	(3%)	(3%)
2.730	2.455	Hidráulica	1.621	1.358	(10%)	(16%)
2.286	2.349	Térmica Gas	929	1.202	3%	29%
327	243	Térmica Diésel	231	102	(26%)	(56%)
1.424	1.491	Térmica Carbón	718	699	5%	(3%)
-	45	Eólica - Punta Palmeras	-	28	-	-
0	0	Compras CDEC	0	0	-	-
644	811	Ventas - Compras CDEC	425	484	26%	14%

Mix de Generación

El año hidrológico (Abr15-Mar16) iniciado en Abr15 presentó leves precipitaciones durante el trimestre, las cuales se iniciaron tardíamente en junio con los primeros frentes climáticos relevantes y se han mantenido relativamente estables tras el cierre del trimestre. La situación hidrológica no ha sido homogénea a lo largo de Chile, donde las cuencas más afectadas se ubican en el centro – centro/norte del SIC (Sistema Interconectado Central), mejorando hacia el sur. A modo de ejemplo, el déficit de precipitaciones respecto a un año medio durante el segundo trimestre por cuencas de norte a sur es: Los Quilos: 100%; Armerillo-Maule: 73%; Abanico: 24%; Canutillar: 10%.

De acuerdo a informes emitidos por instituciones internacionales (NOAA, BOM, IRI) el fenómeno del Niño está presente y podría seguir manifestándose en los próximos meses. De todas formas, esta menor generación hidráulica en el trimestre fue en parte compensada por una generación eficiente con gas natural.

La **generación hidráulica del 2T15 alcanzó los 1.358 GWh, un 16% inferior al 2T14**, pese a que la disponibilidad del parque hídrico fue de un 90%, en línea al 2T14. La disminución se debe tanto a menor generación de embalse (-18%) como de centrales de pasada (-14%). La caída responde a las escasas precipitaciones durante el trimestre.

La **generación a carbón durante el 2T15 fue de 699 GWh**, 3% menor al 2T14. Esto se explica porque durante el trimestre la central tuvo algunas salidas menores no programadas.

La **generación térmica con gas natural del 2T15 aumentó 29%** respecto al 2T14. El aumento se explica por un mayor volumen contratado para este trimestre. Recordar que los acuerdos

alcanzados con ENAP y Metrogas permiten contar durante parte de este año con un suministro asegurado a costo competitivo. Adicionalmente, es importante mencionar que la compañía alcanzó un nuevo contrato el cual permitirá tener un volumen adicional de gas natural para el período agosto-octubre. El volumen alcanzado equivale aproximadamente a 1 mes y medio de operación de un ciclo combinado, el cual se distribuirá durante los tres meses señalados.

La **generación con diésel del 2T15 alcanzó 102 GWh**, menor que los 231 GWh generados en el 2T14. Pese a que hubo menor generación hidroeléctrica tanto en Colbún como en el SIC, esta fue reemplazada por otras tecnologías (principalmente gas natural y ERNC), por lo que no se requirió mayor generación con diésel. A su vez, los costos marginales cayeron 16% desde US\$157/MWh en el 2T14 a US\$132/MWh en el 2T15, principalmente por el menor precio del petróleo diésel.

Con respecto al mix de generación del 2T15, el **73% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente**: hidráulica y carbón (vs. 78% del 2T14). El resto de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural, y considerando las condiciones comerciales negociadas por Colbún, es actualmente una fuente de generación de costo eficiente.

En **términos acumulados, la generación total de Colbún disminuyó 3%**, principalmente por menor generación hidroeléctrica (-10%) y diésel (-26%), en parte compensada por mayor generación con carbón (+5%) y gas natural (+3%). **La generación base representó el 70% de los compromisos a Jun15**, mayor al 69% a Jun14. Si además se incorpora en el mix base de generación al gas natural, este porcentaje alcanza el 100%.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 2 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 2T14 y 2T15, y acumulado a Jun15 y Jun14. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones del trimestre.

Tabla 2: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-14	jun-15		2T14	2T15	Acc/Acc	T/T
821,3	675,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	408,0	358,5	(18%)	(12%)
354,5	336,4	Venta a Clientes Regulados	188,5	168,7	(5%)	(10%)
274,7	159,4	Venta a Clientes Libres	123,9	86,4	(42%)	(30%)
51,4	99,6	Ventas de Energía y Potencia	49,9	61,6	94%	23%
86,2	75,5	Peajes	45,1	39,5	(12%)	(12%)
54,4	4,6	Otros Ingresos	0,6	2,3	(92%)	268%
(520,9)	(406,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(245,6)	(201,3)	(22%)	(18%)
(85,4)	(73,8)	Peajes	(36,5)	(34,7)	(14%)	(5%)
(21,4)	(13,7)	Compras de Energía y Potencia	(3,4)	(9,2)	(36%)	174%
(258,3)	(191,3)	Consumo de Gas	(115,3)	(96,2)	(26%)	(17%)
(65,9)	(40,6)	Consumo de Petróleo	(43,0)	(18,1)	(38%)	(58%)
(48,9)	(48,8)	Consumo de Carbón	(25,5)	(22,2)	(0%)	(13%)
(41,0)	(38,2)	Otros	(21,9)	(20,8)	(7%)	(5%)
300,3	269,0	MARGEN BRUTO	162,4	157,2	(10%)	(3%)
(29,2)	(28,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(15,7)	(14,8)	(2%)	(6%)
(10,5)	(11,1)	Otros Gastos, por Naturaleza	(5,9)	(6,0)	6%	2%
(88,1)	(95,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(46,2)	(48,4)	9%	5%
172,4	133,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	94,6	88,0	(23%)	(7%)
260,6	229,1	EBITDA	140,8	136,4	(12%)	(3%)
2,6	2,1	Ingresos Financieros	1,2	1,1	(22%)	(5%)
(29,5)	(44,9)	Gastos Financieros	(18,9)	(22,7)	52%	20%
5,7	1,3	Resultados por Unidades de Reajuste	3,3	1,2	(78%)	(63%)
(13,2)	0,5	Diferencias de Cambio	(4,3)	0,1	-	-
2,9	3,2	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,6	1,7	9%	6%
7,0	(4,7)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(0,6)	(3,9)	-	510%
(24,5)	(42,6)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(17,8)	(22,4)	74%	26%
148,0	90,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	76,8	65,5	(39%)	(15%)
(24,9)	(33,6)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(5,2)	(15,4)	35%	195%
123,1	57,1	GANANCIA (PÉRDIDA)	71,6	50,1	(54%)	(30%)

(*): 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.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T15 ascendieron a US\$358,5 millones**, disminuyendo un 12% respecto al 2T14, principalmente por menores ingresos de clientes bajo contrato, parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot. En términos acumulados los ingresos ordinarios disminuyen un 18% principalmente explicado por menores ventas a clientes libres y menores "Otros Ingresos" asociados a efectos no recurrentes.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$168,7 millones el 2T15, un 10% menos respecto al 2T14 explicado principalmente por un menor volumen de ventas dado: (1) el vencimiento del contrato con Conafe en Abr15, (2) menor demanda y (3) en menor medida por un precio monómico más bajo.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun15 alcanzaron US\$336,4 millones, disminuyendo en 5% respecto a Jun14 explicado por un menor volumen de ventas dado lo mencionado anteriormente.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$86,4 millones el 2T15, disminuyendo un 30% respecto al 2T14. El efecto principal en esta disminución se explica por el vencimiento del contrato con Codelco a costo marginal en Dic14, el cual fue reemplazado por otro contrato con el mismo cliente a precio de largo plazo. Este nuevo contrato contempla la comercialización por parte de Colbún de parte del suministro contratado por Codelco, cuyo margen se acredita en la facturación al cliente. Dicho monto se reconoce simultáneamente como ventas a otras generadoras.

En términos acumulados, las ventas a clientes libres valoradas a Jun15 alcanzaron US\$159,4 millones, menores en 42% con respecto a Jun14, debido principalmente a un menor precio monómico promedio de venta y en menor medida por menores ventas físicas, dada la expiración del contrato de Codelco en Dic14 (ya mencionado) y de Metro en Mar14.

Ventas de Energía y Potencia: Durante el 2T15 hubo ventas físicas de energía y potencia en el mercado spot por US\$61,6 millones (equivalentes a 484 GWh) aumentando 23% respecto al 2T14 (US\$49,9 millones – 425 GWh). Cabe mencionar que parte de estas ventas son descontadas en los ingresos a clientes libres como consecuencia del contrato de venta de energía a Codelco antes mencionado.

En términos acumulados, a Jun15 las ventas monetarias en el mercado spot se casi duplicaron explicadas principalmente por un mayor volumen de venta y un mayor precio promedio.

Peajes: En términos trimestrales los peajes disminuyen en un 12% respecto al 2T14 producto principalmente de un menor ingreso en el sistema de sub-transmisión dada una menor demanda de clientes, y de un menor ingreso tarifario de los peajes troncales debido a una menor reliquidación asociada al año 2014 versus el año 2013.

En términos acumulados, a Jun15 estos ingresos alcanzaron US\$75,5 millones, menores en 12% con respecto al año anterior. La disminución se explica por menores ingresos tarifarios del sistema troncal producto de una menor demanda y por un menor complemento del peaje adicional, en parte compensados por mayores reliquidaciones en el sistema de sub-transmisión producto del DS14 (Decreto Supremo 14).

Otros Ingresos: Ambos trimestres en análisis no tuvieron Otros Ingresos relevantes (US\$2,3 millones y US\$0,6 millones en 2T15 y 2T14 respectivamente).

En términos acumulados, a Jun15 tampoco existen Otros Ingresos significativos. Sin embargo, a Jun14 se registraron US\$54,4 millones explicados principalmente por: (1) la indemnización por lucro cesante asociado al siniestro en la central Nehuenco II en 2013 por US\$32,5 millones y (2) el margen resultante entre inyecciones y retiros acumulados valorizados durante el período de prueba (Ene14-Abr14) de la central Angostura por US\$19,7 millones.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron en términos trimestrales (18%) y acumulados (22%)**, ambas disminuciones se explican principalmente por un menor consumo y costo de gas natural y petróleo diésel. Los costos se desglosan de la siguiente forma:

Peajes: En términos acumulados, éstos disminuyen un 14% explicado principalmente por menores costos de peajes de sub-transmisión dada una menor demanda de clientes regulados y por menores costos asociados al VATT (Valor Anual de Transmisión por Tramo) tras la revisión de peajes en 2014.

Compras de Energía y Potencia: Durante el 2T15 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$9,2 millones. Lo anterior representa un aumento en comparación a los US\$3,4 millones del 2T14. Pese a que ambos períodos no presentan compras de energía en el balance físico, en el balance monetario sí hubo desembolsos tanto de energía, de potencia y de energía ERNC.

En términos acumulados, los desembolsos a Jun15 fueron de US\$13,7 millones, cifra inferior a los US\$21,4 millones a Jun14, principalmente por menores compras de potencia. Recordar que en el período de 2014 hubo desembolsos asociados a compras de potencia producto de la reducción de potencia firme por indisponibilidad de la central Nehuenco II, que tuvo una falla durante parte del período de control de potencia firme (mayo a septiembre del 2013).

Costos de combustibles: Durante el 2T15 alcanzaron los US\$136,5 millones, menores en un 26% con respecto al mismo período del año anterior. La disminución trimestral se debe principalmente a un menor costo de gas natural registrado, pese a que la generación con este combustible aumentó en un 29%. La caída también se explica por un menor consumo y generación con petróleo diésel. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue más eficiente, reflejando la disminución del precio de estos *commodities* en los mercados internacionales y las nuevas condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Jun15 ascendieron a US\$280,7 millones, 25% inferiores que a Jun14 explicado por las mismas razones que en términos trimestrales.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 2T15 registró pérdidas por US\$22,4 millones**, mayor a las pérdidas de US\$17,8 millones del 2T14, dado principalmente por un mayor gasto financiero explicado por un mayor nivel de deuda bruta y mayores Otras Pérdidas, compensado en parte por una mayor diferencia de cambio.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun15 presenta una mayor pérdida la que se explica principalmente por: (1) un mayor gasto financiero explicado tanto por un mayor nivel de deuda bruta, como por una menor activación de estos gastos luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14 y (2) por mayores "Otras pérdidas" explicadas principalmente porque en el 1T14 se registró un ingreso no recurrente debido a la indemnización por daño físico por US\$15,7 millones de la liquidación del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II. Dichos efectos son compensados en parte por una mayor diferencia de cambio al compararlo con la registrada a Jun14.

Los principales componentes de este resultado son:

Diferencia de Cambio: Esta línea registró durante el 2T15 una utilidad de US\$0,1 millones que se explica principalmente por el impacto positivo en la mayor volatilidad del tipo de cambio CLP/US\$ en 2T15 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

En términos acumulados, esta línea presenta una utilidad de US\$0,5 millones que se compara positivamente con la pérdida de US\$13,2 millones a Jun14 por las mismas razones explicadas anteriormente.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: Presenta un gasto acumulado a Jun15 de US\$33,6 millones, vs. gastos por impuestos de US\$24,9 millones a Jun14. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por: 1) la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Jun15 de 5,3% que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos y 2) aumento de tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780).

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2014 y al 30 de junio de 2015. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 3: Principales Partidas del Balance (US\$ millones)

	dic-14	jun-15	Var	Var %
Activos corrientes	1.270,2	1.288,4	18,2	1%
Efectivo y equivalentes al efectivo *	832,8	912,5	79,7	10%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	243,7	221,5	(22,2)	(9%)
<i>Ventas normales</i>	132,3	150,1	17,8	13%
<i>Deudores varios</i>	111,3	71,4	(40,0)	(36%)
Activos por impuestos corrientes	47,0	39,5	(7,5)	(16%)
Otros activos corrientes	146,7	115,0	(31,7)	(22%)
Activos no corrientes	5.112,2	5.081,9	(30,3)	(1%)
Propiedades, planta y equipo, neto	4.956,2	4.919,5	(36,7)	(1%)
Otros activos no corrientes	156,0	162,4	6,4	4%
TOTAL ACTIVOS	6.382,3	6.370,3	(12,1)	(0%)
Pasivos corrientes	258,3	223,7	(34,6)	(13%)
Pasivos no corrientes	2.763,5	2.743,9	(19,6)	(1%)
Patrimonio neto	3.360,6	3.402,7	42,1	1%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.382,3	6.370,3	(12)	(0%)

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

Efectivo y Equivalentes al efectivo: Alcanzó US\$912,5 millones, mayor al cierre del año 2014 explicado principalmente por los flujos generados en las actividades de la operación durante el período, en parte compensados por el pago de dividendos, intereses e inversiones en propiedades, plantas y equipos.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: Alcanzó US\$221,5 millones, disminuyendo 9% con respecto al saldo existente a Dic14, sin embargo la composición varía. Las ventas normales aumentan en US\$17,8 millones producto de un aumento en clientes, en cambio los deudores varios caen en US\$40,0 millones producto del uso de créditos fiscales asociados a impuestos por recuperar.

Activos por Impuestos Corrientes: Registran un saldo de US\$39,5 millones al cierre de Jun15, lo que implica una caída de 16% respecto al cierre de año 2014. Esto se debe principalmente a menor saldo de PUA por Utilidades Absorbidas.

Otros Activos Corrientes: Alcanzaron US\$115,0 millones al cierre de Jun15, un 22% menor respecto a Dic14, dado principalmente por la amortización a la fecha de las primas por seguros y por menores saldos de inventario.

Propiedades, Plantas y Equipos, neto: Registró un saldo de US\$4.919,5 millones al cierre de Jun15, una leve disminución de 1% con respecto a Dic14, explicado principalmente por la

depreciación del período, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la compañía (principalmente el proyecto La Mina).

Pasivos Corrientes: Alcanzaron US\$223,7 millones, una disminución de US\$34,6 millones en comparación al cierre de Dic14. Esta variación se explica principalmente por el pago del dividendo provisorio en Ene15 (US\$42,6 millones) y por un menor registro de cuentas por pagar a proveedores, ambos efectos compensados en parte por el traspaso de la porción de largo plazo al corto plazo de una amortización parcial de un crédito internacional bancario (US\$40,0 millones).

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.743,9 millones al cierre de Jun15, manteniéndose en línea (-1%) en comparación a Dic14. Si bien hubo una disminución en las obligaciones financieras que fueron traspasadas al corto plazo, esto fue en parte compensado por un mayor registro de impuestos diferidos producto de la depreciación del tipo de cambio (-5,3%) dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

Análisis de Deuda: La deuda financiera alcanzó US\$1.877,0 millones, en línea (-1%) al cierre de Dic14, y las inversiones financieras aumentaron en US\$79,7 millones producto del flujo generado en el período, por lo que la Deuda Neta cayó en un 9%. Si bien el EBITDA LTM (últimos 12 meses) disminuyó, la caída en la Deuda Neta más que compensó ésta disminución. Consecuentemente, el ratio Deuda Neta/EBITDA LTM alcanzó un mínimo de 1,9 veces.

La vida media de la deuda financiera de largo plazo es de 6,0 años.

La tasa promedio de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,9%.

	dic-14	jun-15	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta	1.893,9	1.877,0	(16,9)	(1%)
Inversiones Financieras*	832,8	912,5	79,7	10%
Deuda Neta	1.061,1	964,5	(96,6)	(9%)
EBITDA LTM	536,6	505,1	(31,5)	(6%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,0	1,9	(0,1)	(3%)

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

Patrimonio: La compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.402,7 millones un 1% superior que al cierre de 2014. Este aumento se debe a las utilidades acumuladas registradas en el período Ene15-Jun15.

4. INDICADORES

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

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	jun-14	dic-14	jun-15	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,46	4,92	5,76	66%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,14	4,54	5,37	71%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,65	0,90	0,87	34%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	9,67%	8,55%	7,54%	(22%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	90,33%	91,45%	92,46%	2%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,21	3,23	2,23	(47%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto	3,31%	2,30%	0,38%	(88%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,99%	1,28%	0,22%	(89%)
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	4,47%	7,09%	6,36%	42%

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, planta y equipo trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás dividido por dos.

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

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

Tabla 5: Resumen del Flujo Efectivo (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-14	jun-15		2T14	2T15	Acc/Acc	T/T
260,4	832,8	Efectivo Equivalente Inicial ¹	208,3	816,7	220%	292%
279,9	234,5	Flujo Efectivo de la Operación	196,8	157,3	(16%)	(20%)
(130,2)	(108,8)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(47,1)	(41,5)	(16%)	(12%)
(66,8)	(46,1)	Flujo Efectivo de Inversión ²	(18,8)	(19,8)	(31%)	5%
82,9	79,7	Flujo Neto del Período	130,9	96,1	(4%)	(27%)
(5,8)	(0,0)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(1,8)	(0,3)	(99%)	(81%)
337,4	912,5	Efectivo Equivalente Final ¹	337,4	912,5	170%	170%

(¹) 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.

(²) 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 2T15, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$96,1 millones**, el cual se compara desfavorablemente respecto a igual período del año pasado.

Actividades de la operación: Durante el 2T15 se generó un flujo neto positivo de US\$157,3 millones, 20% menor que el 2T14, explicado principalmente porque el período del año anterior consideraba el ingreso no recurrente de indemnización (por daño físico y pérdida por paralización) de seguro producto de la falla en la central Nehuenco II en 2013 (US\$48 millones).

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$234,5 millones a Jun15, 16% menor que a Jun14 cuya explicación también se debe a la indemnización ya mencionada.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$41,5 millones durante el 2T15, 12% menor que en el 2T14 explicado principalmente por un pago de dividendo definitivo (US\$12,7 millones) menor respecto al pagado en el 2T14 (US\$18,4 millones). Recordar que pese a que el dividendo definitivo fue menor, el dividendo total distribuido correspondiente a las utilidades ejercicio 2014 (US\$55,0 millones) fue mayor que para el año 2013 (US\$18,4 millones).

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$108,8 millones a Jun15, 16% menor que a Jun14 debido a que el año anterior consideraba la disminución de la deuda revolving, la cual fue pagada en su totalidad.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$19,8 millones durante el 2T15, similar al 2T14. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados al proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14 y a proyectos menores en el Complejo Nehuenco.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$46,1 millones a Jun15, menor al mismo período del año pasado, explicado principalmente porque la inversión del año pasado estaba asociada en su mayor parte a la central Angostura. En cambio, la de este año esta principalmente asociada al proyecto La Mina, proyecto de menor tamaño que la central Angostura.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.278 MW, conformada por 1.689 MW en unidades térmicas y 1.589 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 21% del mercado 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). En años secos el déficit de generación hidráulica se suple aumentando la producción de unidades térmicas con gas natural o petróleo diésel, lo que complementa la generación a carbón eficiente. Eventualmente la compañía puede recurrir a compras de energía en el mercado spot a costos marginales.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

El año hidrológico iniciado en Abr15 continúa exhibiendo condiciones hidrológicas desfavorables y secas por sexto año consecutivo, mostrando menores precipitaciones respecto a un año normal. A pesar de estas condiciones hidrológicas adversas, los resultados durante los últimos 12 meses han presentado una mejora considerable, registrando un EBITDA para ese período de US\$505,1 millones. Este aumento respecto al mismo período anterior se explica por: la destacable entrada en operación de la nueva central Angostura la cual aporta una base importante de generación hidroeléctrica (y que cumplió un año en operación comercial en Abr15), y por la positiva disponibilidad del parque generador termo el cual ha alcanzado una disponibilidad de 91% en los últimos 12 meses.

Respecto a los próximos meses, en términos de generación y como una protección ante potenciales bajas lluvias, tendremos el respaldo eficiente del gas natural, producto de los acuerdos alcanzados con ENAP (vigente durante el año 2015) y con Metrogas. Colbún alcanzó un acuerdo de suministro de gas natural de mediano plazo –hasta 2019- con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco. Recientemente se alcanzó un acuerdo adicional con este proveedor que permitirá generar aproximadamente un mes y medio de un ciclo combinado, el cual se distribuirá entre agosto a octubre 2015. Sumando ambos suministradores de gas natural, se cuenta con un suministro contratado del orden de 3.000 GWh con gas durante el 2015. Se tiene además la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot en caso de ser necesario.

En relación a la contratación del año 2015, cabe destacar que en Dic14 expiraron los contratos con Codelco. Posteriormente el 1 de enero 2015 comenzó la ejecución de los nuevos acuerdos de largo plazo suscritos con este cliente por una potencia contratada de hasta 510 MW y con energía asociada de aproximadamente 4.000 GWh anuales. 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 más balanceado entre generación propia eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales y por una normalización de las condiciones hidrológicas.

6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento térmico eficiente 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 extranjeros 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 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.

Durante el mes de enero del año 2015 el Contratista encargado de ejecutar las Obras Civiles se movilizó a terreno para dar inicio a los trabajos. Durante el primer semestre se iniciaron las excavaciones y sostenimientos de la Zona de Caída (Cámara de Carga, Tubería en Presión y Casa de Máquinas) y de los Canales de Aducción y de Devolución. Se ejecutó el desvío del río Maule para permitir la construcción de la ataguía de protección y así dar inicio a las excavaciones de la Obra de Toma y Barrera Móvil. El avance de las excavaciones permitió iniciar hacia fines del semestre los hormigones estructurales de la Barrera Móvil y los hormigones de taludes del Canal de Aducción. El avance de la construcción a fines de Jun15 se encuentra de acuerdo al programa.

Se espera que el proyecto entre en operación comercial a inicios del año 2017. El monto a invertir, incluida la línea de transmisión, será 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 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 (160 MW – 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 sobreapertura) y una capacidad instalada aproximada entre 160 – 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 Jun15 se hace el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al Proyecto, el cual es admitido a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Los Ríos. En paralelo, se continúa con el proceso de socialización del proyecto, a través de reuniones con los municipios, comunidades, juntas de vecinos y autoridades regionales, entre otros grupos de interés.

- **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 y gestiones para dar inicio a la construcción del proyecto.

Se encuentran terminados los trabajos de Rescate Arqueológico en el Fundo Colegual, actividad comprometida en la RCA y se avanza en la actualización de los Planes de Manejo Forestal.

- **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 Acciona Energía por la compra de la energía y atributos 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 noviembre de 2014.

Asimismo, Colbún continúa analizando la factibilidad técnica y económica de diversos proyectos de minicentrales hidráulicas, las cuales utilizarían derechos de aguas de asociaciones de regantes, empresas y particulares. Adicionalmente, se estudia la participación en proyectos de generación de otras tecnologías.

- **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 o recurrirá en el futuro, 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. reitera 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. ratifica 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. Colbún S.A. reafirma el proceso de defensa judicial de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del Proyecto que actualmente está radicado en los Tribunales Medioambientales y también la defensa de los derechos de agua adicionales que están actualmente en proceso, dentro del marco previsto en nuestro Estado de Derecho.

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

Además, se trabaja en el desarrollo de opciones para adquirir de forma directa gas natural desde el mercado internacional.

6.3 Riesgos del Negocio Eléctrico

En Colbún la gestión de riesgos es un pilar estratégico para resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la compañía, eliminando o mitigando las variables de incertidumbre que puedan afectar significativamente el cumplimiento de sus objetivos.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, evaluar y controlar los distintos riesgos que enfrentan las distintas áreas 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 que gestionan los riesgos de manera directa.

El seguimiento de la gestión de riesgo es realizado por un Comité de Riesgos, con el apoyo de la Gerencia de Riesgo Corporativo y en coordinación con las demás divisiones de la compañía.

6.3.1. Riesgo hidrológico

El 48% de las centrales de Colbún son hidráulicas, por lo que están expuestas a las variables condiciones hidrológicas. En condiciones hidrológicas secas, para lograr suministrar los contratos, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas ineficientes 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 los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetida sequía 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.

6.3.2. Riesgo de precios de los combustibles

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.

6.3.3 Riesgos de suministro de combustibles

Respecto del suministro de combustibles líquidos, 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. 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 de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

6.3.4 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión 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.

6.3.5 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.

Enfrentamos un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha oposición de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas, las cuales están demandando más participación y protagonismo. Paralelamente, además de desafíos de incorporación de nueva infraestructura, existen largas e inciertas tramitaciones ambientales seguidas de procesos de judicialización de las mismas características. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

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

6.3.6 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.

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 Parlamento acerca del Código de Aguas y la denominada "Reforma Laboral", en particular a lo más atinente a la industria de generación como la calificación de "empresas estratégicas" y los "servicios mínimos" para el reemplazo en caso de huelga. También son importantes los proyectos de ley que están en preparación: (i) 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, (ii) Nueva Ley de Transmisión que redefiniría aspectos fundamentales de este segmento y (iii) Nueva organización de los CDEC que considera la unión del CDEC SIC con el CDEC SING y (iv) la Ley de

Biodiversidad y Áreas Protegidas que actualmente se discute en el Congreso, entre otras. De la calidad de esta nueva regulación 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.

6.3.7. Riesgo de variación de demanda 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. Para el mediano plazo un crecimiento de la demanda menor al proyectado produciría un desbalance entre oferta y demanda, afectando los precios de energía.

6.4 Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, 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.

6.4.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los flujos en monedas distintas al dólar. Los instrumentos de mitigación usados son *swaps* de moneda y *forwards*.

En términos de calce de monedas, el balance promedio anual al 30 de junio de 2015 de la compañía muestra una posición bastante equilibrada entre activos y pasivos en pesos chilenos. Esta posición se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$0,5 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso-dólar.

6.4.2 Riesgo de tasa de interés

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

Tasa de interés	jun-15	dic-14	jun-14
Fija	100%	100%	100%
Variable	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

6.4.3 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. 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 2015, 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 15% en términos de nocional.

6.4.4 Riesgo de liquidez

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

Al 30 de junio de 2015, Colbún cuenta con excedentes de caja por US\$912,5 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 30 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\$132 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda de largo plazo. Dichos desembolsos esperan cubrirse con la generación propia de flujos de caja.

Al 30 de junio de 2015, 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 (ratificada recientemente en Jun15) y BBB- por Standard & Poor's (S&P), también ambas con perspectivas estables. Cabe destacar que en May15 S&P revisó al alza la perspectiva de la compañía desde una perspectiva negativa a estable.