

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** del 4T14 alcanzó **US\$159,0 millones**, superior al EBITDA de US\$106,8 millones del 4T13.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic14 alcanzó US\$536,6 millones en comparación con los US\$352,4 millones a Dic13. El incremento con respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica por un mejor período de deshielo y por la entrada en operación de la central Angostura, que comenzó su operación comercial en Abr14, y por una mayor disponibilidad de nuestras centrales, lo que conllevó a una posición excedentaria en el mercado spot. Cabe destacar que el EBITDA del año 2014 es el más alto alcanzado por la compañía en su historia.

■ El **resultado no operacional** al 4T14 presentó una **pérdida de US\$138,7 millones** (vs. una pérdida de US\$26,1 millones el 4T13) dado principalmente por el registro de una provisión por deterioro de la participación en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic14 presenta una pérdida de US\$184,5 millones vs. una pérdida de US\$70,8 millones a Dic13. Esta mayor pérdida se explica principalmente por el efecto ya mencionado en conjunto con 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.

■ Los **gastos por impuestos** ascendieron a **US\$34,2 millones** (vs. Un gasto por US\$31,1 millones el 4T13), dado principalmente por la depreciación del tipo de cambio que afecta al activo fijo tributario (expresado en moneda local), generando un aumento en el impuesto diferido por pagar. Cabe destacar que la provisión por deterioro de la participación en HidroAysén no tendrá efectos para el cálculo de impuestos.

En términos acumulados, a Dic14 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$90,1 millones, vs. gastos por impuestos de US\$56,0 millones a Dic13. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, por el aumento de tasa de impuestos de primera categoría, producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (ley 20.780) y por la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

■ La compañía presentó en el cuarto trimestre de 2014 (4T14) una **pérdida de US\$61,8 millones** (vs. una ganancia de US\$6,9 millones el 4T13).

En términos acumulados, el resultado al 31 de diciembre de 2014 (Dic14) presenta una ganancia de US\$79,5 millones, que se compara positivamente con la ganancia de US\$62,9 millones de igual período del año anterior (Dic13).

■ Las **ventas físicas a clientes bajo contrato** durante el 4T14 alcanzaron **2.913 GWh**, un 9% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual período del año anterior, explicado principalmente por la finalización de dos contratos con clientes libres a fines del 2013. Además, durante el trimestre hubo **compras netas al mercado spot por 120 GWh**, menores a las compras netas de 434 GWh del 4T13.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Dic14 alcanzaron 11.941 GWh, un 3% menor respecto a Dic13, explicado principalmente por la finalización en Dic13 de los contratos mencionados anteriormente. Por su parte, las ventas netas al mercado spot totalizaron 647 GWh a Dic14, en comparación a las compras netas de 1.283 GWh a Dic13.

■ La **generación hidráulica** del 4T14 alcanzó **2.109 GWh**, lo cual representa la mayor generación trimestral de esta fuente desde el 3T08. La generación hidroeléctrica aumentó en un 46% respecto al 4T13, lo que como se explicó anteriormente se debió a un mejor período de deshielo y el aporte de la central Angostura. Cabe destacar que esta central ha operado desde el inicio de forma confiable y al cierre del año ha generado 1.301 GWh (incluyendo la producción durante su período de puesta en marcha), mostrando una disponibilidad de 96%.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Dic14 alcanzó 6.655 GWh, el mayor nivel alcanzado desde el año 2008 y un 37% mayor a lo generado a Dic13.

■ La **generación a carbón** durante el 4T14 fue de 527 GWh, 11% menor al 4T13. Esto se explica porque la central estuvo fuera de servicio durante el trimestre producto del mantenimiento mayor y por salidas menores no programadas. El año 2013 el mantenimiento mayor se había realizado en el tercer trimestre.

En términos acumulados, la generación a carbón a Dic14 alcanzó 2.623 GWh, en línea al cierre de Dic13. Pese a la menor generación del trimestre, la central tuvo un factor de carga neto de 81% durante el año, que se compara con el promedio del SIC de 69%.

Considerando la generación base (hidroeléctrica y térmica a carbón), esta representó un 91% de los compromisos contractuales durante el 4T14 (vs. 64% del 4T13). El remanente no cubierto por la generación base se cubrió con generación térmica con gas natural competitivo.

■ En Oct14 Colbún prepagó el total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones. El vencimiento original de dicha obligación era en agosto de 2015. Cabe recordar que en Jul14 la compañía emitió un bono en los mercados internacionales por un monto de US\$500 millones, con tasa de interés de caratula de 4,5%, tasa de colocación de 4,675% y vencimiento bullet a 10 años. Al cierre del 4T14 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$832,8 millones**.

■ En Sep14 el Directorio aprobó el **Proyecto Central Hidroeléctrica de Pasada La Mina** (34 MW). Durante el 4T14, se licitaron y asignaron los contratos de las obras civiles y de infraestructura electromecánica, dando inicio a la construcción. Paralelamente, se continuaron llevando a cabo reuniones informativas con autoridades y comunidades vecinas.

1. GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T14 y 4T13 y acumulado a Dic14 y Dic13.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
dic-13	dic-14		4T13	4T14	Acc/Acc	T/T
12.842	12.731	Total Ventas Físicas (GWh)	3.202	2.913	(1%)	(9%)
7.241	7.204	Clientes Regulados	1.725	1.765	(1%)	2%
5.082	4.737	Clientes Libres	1.469	1.148	(7%)	(22%)
519	791	Ventas CDEC	8	0	52%	(100%)
1.770	1.701	Potencia (MW)	1.806	1.659	(4%)	(8%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
dic-13	dic-14		4T13	4T14	Acc/Acc	T/T
11.253	12.835	Total Generación (GWh)	2.825	2.828	14%	0%
4.857	6.655	Hidráulica	1.446	2.109	37%	46%
3.234	3.011	Térmica Gas	779	189	(7%)	(76%)
546	546	Térmica Diesel	8	3	0%	(66%)
2.616	2.623	Térmica Carbón	592	527	0%	(11%)
1.802	144	Compras CDEC	442	120	(92%)	(73%)
(1283)	647	Ventas - Compras CDEC	(434)	(120)	(150%)	(72%)

Mix de Generación

El año hidrológico iniciado en Abr14 ha exhibido condiciones hidrológicas levemente más favorables que en los últimos cuatro años. Los deshielos a fines del 2014 fueron superiores a los registrados en 2013, sumado a que la nueva central hidroeléctrica Angostura ha generado de manera consistente y confiable, aportando 1.301 GWh en el 2014. Lo anterior se traduce en que la generación hidroeléctrica 2014 versus 2013 aumentó en un 37%, del cual 27% es explicado por Angostura y un 10% es producto de una mejora en las condiciones hidrológicas. Lo anterior ha significado una baja en los costos marginales de 12% en comparación al año anterior (US\$135/MWh versus US\$154/MWh).

La **generación hidroeléctrica del 4T14 fue un 46% mayor con respecto a la del 4T13**, producto principalmente de un mayor nivel de caudales dado un mejor deshielo (26%) y por la entrada en operación de la central Angostura (20%) que generó 378 GWh durante el trimestre.

La **generación a carbón del 4T14 disminuyó 11% respecto al 4T13**. Durante el trimestre la central estuvo fuera de servicio en total por 29 días por mantenimiento mayor y por salidas menores no programadas. Cabe destacar que durante 2014, Santa María I tuvo una disponibilidad de 86%, superior a la disponibilidad promedio de centrales de tecnología similar en el SIC.

La **generación térmica con gas natural del 4T14 disminuyó 76% respecto al 4T13**. La disminución se debió a menor requerimiento de este combustible producto de las expectativas de menores costos marginales.

La **generación con diésel del 4T14 fue casi nula (3 GWh)**, menor a los 8 GWh generados en el 4T13.

Con respecto al mix de generación del 4T14, **el 91% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente**: hidroeléctrica y carbón (vs. 64% del 4T13). El resto de

los compromisos fue abastecido principalmente con compras en el mercado spot y con generación a gas natural.

En **términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Dic14 aumentó en un 37% respecto a Dic13**, principalmente por la entrada en operación de la central Angostura. Por su parte la generación térmica acumulada con carbón y diésel se mantuvo en línea, mientras la generación a gas natural disminuyó un 7%. Del total de generación térmica a Dic14, el 49% fue generación con gas natural, un 42% de generación con carbón y el restante 9% fue con diésel. **La generación base representó el 78% de los compromisos a Dic14**, mayor al 61% a Dic13. Si además se incorpora en el mix base de generación al gas natural, este porcentaje alcanza el 100%. A Dic14 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 647 GWh (vs. compras por 1.283 GWh a Dic13).

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 2 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T13 y 4T14 y los resultados acumulados a Dic14 y Dic13. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones del trimestre y a nivel acumulado.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-13	dic-14		4T13	4T14	Acc/Acc	T/T
1.696,0	1.502,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	349,6	330,1	(11%)	(6%)
727,8	724,6	Venta a Clientes Regulados	170,2	183,5	(0%)	(2%)
646,0	502,1	Venta a Clientes Libres	130,8	106,8	(22%)	(12%)
55,9	55,9	Ventas a otras Generadoras	0,5	0,1	0%	(97%)
182,3	163,2	Peajes	36,5	37,8	(10%)	(3%)
83,9	56,7	Otros Ingresos	11,6	1,9	(32%)	437%
(1.260,1)	(883,7)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(222,7)	(149,0)	(30%)	(30%)
(163,0)	(161,9)	Peajes	(39,0)	(40,3)	(1%)	11%
(420,3)	(70,9)	Compras de Energía y Potencia	(59,0)	(29,1)	(83%)	43%
(357,6)	(341,6)	Consumo de Gas	(69,3)	(18,7)	(4%)	(71%)
(133,0)	(109,8)	Consumo de Petróleo	(5,0)	(3,3)	(17%)	(92%)
(104,5)	(92,4)	Consumo de Carbón	(24,7)	(19,3)	(12%)	(20%)
(81,8)	(107,0)	Otros	(25,7)	(38,4)	31%	38%
435,9	618,9	MARGEN BRUTO	126,9	181,0	42%	32%
(60,1)	(59,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(13,9)	(15,5)	(1%)	4%
(23,3)	(22,6)	Otros Gastos, por Naturaleza	(6,2)	(6,5)	(3%)	17%
(162,6)	(182,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(42,7)	(47,9)	12%	3%
189,8	354,2	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	64,1	111,1	87%	57%
352,4	536,6	EBITDA	106,8	159,0	52%	36%
5,1	5,6	Ingresos Financieros	1,2	1,2	10%	(32%)
(50,1)	(76,0)	Gastos Financieros	(12,1)	(24,2)	52%	9%
5,1	9,1	Resultados por Unidades de Reajuste	2,1	2,4	78%	136%
2,3	(22,4)	Diferencias de Cambio	0,0	(4,9)	-	-
4,9	(99,3)	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	0,7	(103,2)	-	-
(38,0)	(1,4)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(18,0)	(10,0)	(96%)	(744%)
(70,8)	(184,5)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(26,1)	(138,7)	161%	551%
119,0	169,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	38,0	(27,6)	43%	-
(56,0)	(90,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(31,1)	(34,2)	61%	10%
62,9	79,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	6,9	(61,8)	26%	-

(*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado, excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la 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 4T14**, ascendieron a **US\$330,1 millones**, disminuyendo un 6% respecto al 4T13, principalmente por menores ventas a clientes libres.

En términos acumulados, a Dic14 ascienden a US\$1.502,6 millones, un 11% menor a los obtenidos en igual período del año anterior, también explicado principalmente por una disminución de ventas a clientes libres. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$183,5 millones el 4T14, 8% mayores respecto al 4T13, dado principalmente por un mayor precio monómico promedio producto de un mayor tipo de cambio en la fijación del precio nudo de largo plazo calculado por la CNE y en menor medida por mayores ventas físicas.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic14 alcanzaron US\$724,6 millones en línea con el año anterior.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$106,8 millones el 4T14, disminuyendo un 18% respecto al 4T13. La disminución se explica principalmente por el término de dos contratos con este tipo de clientes en Dic13, en parte compensado con un mayor precio monómico promedio durante el trimestre producto de la finalización de los contratos antes mencionados.

En términos acumulados, las ventas a clientes libres valoradas a Dic14 alcanzaron US\$502,1 millones, menores en 22% con respecto a Dic13, debido principalmente a un menor precio monómico promedio de venta y en menor medida por menores ventas físicas, dada la expiración de contratos ya mencionada.

Ventas a Otras Generadoras: Durante el 4T14 no hubo ventas físicas.

En términos acumulados, a Dic14 las ventas monetarias en el mercado CDEC estuvieron en línea a Dic13, sin embargo, en términos físicos aumentaron en un 52%. Cabe mencionar que este ítem incluye la generación de 118 GWh durante la fase de pruebas de la central Angostura previo al inicio de su operación comercial en Abr14 (US\$19,7 millones que fueron registrados en "Otros Ingresos").

Peajes: En términos trimestrales los peajes se mantuvieron en línea.

En términos acumulados, a Dic14 estos ingresos alcanzaron US\$163,2 millones, menores en 10% con respecto al año anterior. La disminución se explica por un menor ingreso en el sistema de sub-transmisión producto de una menor demanda y por menores ingresos tarifarios del sistema troncal producto de que el año anterior habían existido congestiones generando un alza a favor de Colbún en este ítem. Ambos efectos son parcialmente compensados por un mayor ingreso de líneas troncales.

Otros Ingresos: Durante el trimestre no hubo otros ingresos relevantes.

En términos acumulados, a Dic14 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$56,7 millones, en comparación a US\$83,9 millones a Dic13. Esta diferencia se explica principalmente porque el valor a Dic14 incorpora la indemnización por lucro cesante asociado al siniestro en la central Nehuenco II por US\$32,5 millones en el 1T14 y US\$19,7 millones por el margen durante el período de pruebas de la central Angostura a principios de este año. A su vez, el monto acumulado a Dic13 considera el resultado favorable a Colbún en el arbitraje por la liquidación de seguro por el incendio ocurrido en Nehuenco I en Dic07 por US\$63,9 millones; la venta de bonos de carbono de las centrales Hornitos y Quilleco por US\$7,2 millones y un anticipo parcial por el siniestro de la central Nehuenco II por US\$9,7 millones.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T14 fueron de US\$149,0 millones**, disminuyendo en un 33% con respecto a los del 4T13 principalmente por menor consumo de gas y menores compras en el mercado spot, debido a la mayor generación hidroeléctrica.

En términos acumulados a Dic14, alcanzaron US\$883,7 millones, un 30% menor a los registrados a Dic13, dado principalmente por una mayor generación propia y más eficiente.

Compras de Energía y Potencia: Durante el 4T14 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$29,1 millones. Lo anterior representa una disminución en comparación a los US\$59,0 millones del 4T13, producto de menores ventas físicas a clientes bajo contrato.

En términos acumulados, los desembolsos a Dic14 son US\$70,9 millones, cifra inferior a los US\$420,4 millones a Dic13, principalmente por una mayor generación propia, especialmente hidroeléctrica y por la indisponibilidad de la central Nehuenco II durante el año anterior.

Costos de combustibles: Durante el 4T14 alcanzaron los US\$41,2 millones, menores en un 58% con respecto al 4T13. La disminución trimestral se debe principalmente a una menor generación con gas y en menor medida con carbón.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Dic14 ascendieron a US\$543,8 millones, 9% inferiores a Dic13. Esto es dado por una menor generación con gas natural y un menor precio de combustible tanto del diésel como del carbón.

Otros: En el 4T14 alcanzaron US\$38,4 millones, mayores a los US\$25,7 millones del 4T13, debido principalmente a provisiones que tienen su origen en diferencias relacionadas a suministros pactados con clientes.

En términos acumulados, Otros Costos a Dic14 ascendieron a US\$107,0 millones, desde US\$81,8 millones a Dic13.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 4T14 registró pérdidas por US\$138,7 millones**, mayor a las pérdidas de US\$26,1 millones del 4T13, dado principalmente por el registro de una provisión por deterioro de la participación en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic14 presenta una pérdida de US\$184,5 millones vs. una pérdida de US\$70,8 millones a Dic13. Esta mayor pérdida se explica principalmente por el efecto ya mencionado en conjunto con 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.

Los principales componentes de este resultado son:

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 4T14 fueron de US\$24,2 millones, mayores a los US\$12,1 millones registrados el 4T13. Esta diferencia se debe principalmente al aumento de deuda financiera por la emisión del bono internacional en Jul14 por US\$500,0 millones, a lo que se suma una menor activación de gastos financieros producto de la puesta en marcha de la central Angostura.

En términos acumulados, los gastos financieros a Dic14 alcanzaron US\$76,0 millones vs. US\$50,1 millones a Dic13, explicado principalmente por las razones ya mencionadas.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio durante el 4T14 registró una pérdida de US\$4,9 millones, menor a la nula diferencia de cambio registrada el 4T13. El resultado de esta línea se explica principalmente por el efecto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 1% y de la inflación de 1,8% durante el trimestre.

En términos acumulados, esta línea registró a Dic14 una pérdida de US\$22,4 millones, en comparación a la utilidad de US\$2,3 millones a Dic13. Este resultado es debido a una depreciación de 16% del tipo

de cambio CLP/US\$ durante el período Ene14-Dic14, sobre un balance promedio anual que tiene un leve exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Resultados de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación: durante el trimestre presenta una pérdida de US\$103,2 millones lo cual se compara negativamente con la utilidad de US\$0,7 millones del 4T13. La pérdida de este trimestre se explica principalmente por el registro de una provisión por deterioro de la participación en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones. En términos acumulados, esta línea registró a Dic14 una pérdida de US\$99,3 millones, menor a la utilidad de US\$4,9 millones a Dic13 explicada principalmente por la provisión de deterioro antes mencionada.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 4T14 esta línea registró una pérdida de US\$10,0 millones, menor a la pérdida de US\$18,0 millones del 4T13. Este trimestre considera un deterioro por derechos de agua de US\$5,3 millones debido a que se tenían activadas patentes por no uso de derechos de agua que no se podrán aplicar como créditos tributarios. Además se registró una provisión (cargo) por US\$4,4 millones por obsolescencia de repuestos con baja rotación. La pérdida reconocida el 4T13 se explica principalmente por una reclasificación de un anticipo asociado a un siniestro en la central Nehuenco II. La reclasificación consideró un movimiento desde la línea "Otras ganancias (pérdidas)" hacia la línea operacional de "Otros ingresos", pues una fracción de ese anticipo corresponde a perjuicios por paralización o lucro cesante, el cual la Compañía tiene como política reflejar en el resultado operacional.

En términos acumulados, esta línea registró a Dic14 una pérdida de US\$1,9 millones, menor a la pérdida de US\$38,0 millones a Dic13. Recordar que las cifras acumuladas a Dic13 considera dos cargos de deterioros de activos (Nehuenco II en el 1T13 y Los Pinos en el 2T13), en parte compensados por el pago indemnizatorio anticipado recién mencionado.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto acumulado a Dic14 de US\$90,1 millones, en comparación a los US\$56,0 millones a Dic13. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, y por la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son contabilizados en pesos chilenos.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2014. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	dic-13	dic-14	Var	Var %
Activos corrientes	744,1	1.270,2	526,0	71%
Efectivo y equivalentes al efectivo	260,5	832,8	572,3	220%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	328,6	243,7	(85,0)	(26%)
<i>Ventas normales</i>	128,9	132,3	3,4	3%
<i>Deudores varios</i>	199,7	111,3	(88,4)	(44%)
Activos por impuestos corrientes	44,0	47,0	3,0	7%
Otros activos corrientes	111,0	146,7	35,7	32%
Activos no corrientes	5.313,9	5.112,2	(201,8)	(4%)
Propiedades, planta y equipo, neto	5.033,0	4.956,2	(76,7)	(2%)
Otros activos no corrientes	281,0	156,0	(125,0)	(44%)
TOTAL ACTIVOS	6.058,1	6.382,3	324,3	5%
Pasivos corrientes	341,9	258,3	(83,6)	(24%)
Pasivos no corrientes	2.159,9	2.763,5	603,6	28%
Patrimonio neto	3.556,3	3.360,6	(195,7)	(6%)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.058,1	6.382,3	324	5%

(*) La cuenta "Efectivo y Equivalentes al efectivo" aquí presentada, incluyen 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\$832,8 millones, superior al cierre de año 2014 debido a flujos provenientes de actividades de operación y a la emisión de un bono internacional por US\$500 millones en Jul14, compensada en parte por desembolsos de los proyectos de inversión y por amortizaciones y prepagos de deuda financiera.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$243,7 millones, un 26% inferior respecto a Dic13, dado principalmente por la recuperación del crédito fiscal mediante a reembolsos solicitados bajo el artículo 27 Bis del DL825, donde parte del IVA crédito que se ha estado acumulando producto de los desembolsos de proyectos son recuperados en forma anticipada.

Activos por Impuestos Corrientes: registran un saldo de US\$47,0 millones al cierre de Dic14, lo que implica un alza de 15% respecto al cierre de año 2013. Esto se debe principalmente a un alza en el PPUA por la depreciación del tipo de cambio y en menor medida por mayores pagos previsionales mensuales.

Otros Activos Corrientes: alcanzaron US\$146,7 millones al cierre de Dic14, un 32% mayor respecto a Dic13, dado principalmente por un mayor stock de repuestos, en parte asociados a mantenimientos mayores a realizar durante el año 2015.

Propiedades, Plantas y Equipos, neto: registró un saldo de US\$4.956,2 millones al cierre de Dic14, una disminución de US\$76,7 millones con respecto a Dic13, 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 Angostura hasta Abr14).

Otros Activos No Corrientes: alcanzaron US\$156,0 millones una disminución de 44% explicado principalmente por una disminución en inversiones asociadas al método de participación, principalmente por los efectos de la coligada HidroAysén ya mencionados.

Pasivos Corrientes: alcanzaron US\$258,3 millones, una disminución de US\$83,6 millones en comparación al cierre de Dic13. Esta variación se explica principalmente por el pago total de la deuda "revolving" y en menor medida por el pago de la última cuota de un crédito nacional de largo plazo.

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$2.764 millones al cierre de Dic14, un aumento de US\$603,6 millones en comparación a Dic13. Esta variación se debe principalmente al aumento de la deuda financiera por la emisión de un bono internacional en Jul14 y al aumento de pasivos por impuestos diferidos por US\$300,6 millones, de los cuales US\$212,9 millones se explican por el aumento de tasa de impuestos de primera categoría, producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (ley 20.780).

Análisis de Deuda: La deuda financiera alcanzó US\$1.894 millones a Dic14, aumentando US\$193,8 millones producto principalmente del nuevo bono internacional emitido en Jul14 (US\$500 millones), en parte compensado por el prepago de un crédito bancario internacional, por el pago total de la deuda "revolving", y en menor medida por el pago de la última cuota de un crédito nacional de largo plazo. Por su parte, el ratio de Deuda Neta/EBITDA LTM (últimos 12 meses) mejora producto del mejor resultado operacional del período y se ubica en niveles de 2,0 veces.

La vida media de la deuda financiera de largo plazo se extendió desde 5,4 años a 6,4 años. La tasa promedio de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,9%.

	dic-13	dic-14	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta	1.700,1	1.893,9	193,8	11%
Inversiones Financieras	260,5	832,8	572,3	220%
Deuda Neta	1.439,7	1.061,1	(378,5)	(26%)
EBITDA LTM	352,4	536,6	184,2	52%
Deuda Neta/EBITDA LTM	4,1	2,0	(2,1)	(52%)

Patrimonio: la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.360 millones, una disminución de 6% durante el período Ene14-Dic14. Esta variación se explica principalmente por el cargo por US\$212,9 millones registrado en esta partida por la aplicación de la reforma tributaria (ley 20.780) mencionada anteriormente y cuya contabilización se realizó en base a lo indicado en el Oficio Circular N°856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros. Lo anterior fue en parte compensado por las utilidades acumuladas durante el período.

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 a la fecha indicada.

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	dic-13	dic-14	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,18	4,92	126%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	1,97	4,54	130%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,71	0,90	27%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	13,62%	8,55%	-37%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	86,38%	91,45%	6%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,38	3,23	-4%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto	1,78%	2,30%	29%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,04%	1,28%	23%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	3,82%	7,09%	86%

- 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 %	
dic-13	dic-14		4T13	4T14	Acc/Acc	T/T
217,7	260,4	Efectivo Equivalente Inicial	208,0	878,3	20%	322%
423,5	595,6	Flujo Efectivo de la Operación	87,1	166,8	41%	92%
(47,8)	116,7	Flujo Efectivo de Financiamiento	32,2	(184,0)	(344%)	(671%)
(329,3)	(121,1)	Flujo Efectivo de Inversión	(64,2)	(33,9)	(63%)	(47%)
46,4	591,2	Flujo Neto del Periodo	55,1	(51,1)	1174%	(193%)
(3,8)	(18,8)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(2,7)	5,6	399%	(307%)
260,4	832,8	Efectivo Equivalente Final	260,4	832,8	220%	220%

Durante el 4T14, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$51,1 millones**, y en términos acumulados presenta a Dic14 un flujo neto positivo de US\$591,2 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual período del año pasado.

Actividades de la operación: durante el 4T14 se generó un flujo neto positivo de US\$166,8 millones, un aumento respecto al 4T13 producto de un mix de generación más eficiente, especialmente mayor generación hidroeléctrica.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic14 de US\$595,6 millones, superior a lo acumulado a Dic13 debido principalmente, tal como se mencionó, a un mix de generación más eficiente.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto negativo de US\$184,0 millones durante el 4T14, explicado principalmente por el prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones.

En términos acumulados a Dic14, se generó flujo neto positivo de US\$116,7 millones, debido principalmente al bono internacional emitido en Jul14, compensado en parte por el prepago ya mencionado, el pago total de la "deuda revolving" y en menor medida por el pago de la última cuota de un crédito nacional de largo plazo.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$33,9 millones durante el 4T14, una disminución respecto con el 4T13 que se explica principalmente por menores desembolsos en proyectos debido a la finalización del proyecto Angostura.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$121,1 millones a Dic14, menor al mismo período del año pasado, explicado principalmente por la entrada en operación de la central Angostura en Abr14 que durante el 2013 estuvo todo el año en construcción y con desembolsos considerables.

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 confiable 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 y carbón). En años secos el déficit de generación hidráulica se suple aumentando la producción de unidades térmicas con gas 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

Los resultados durante los últimos 12 meses han presentado una mejora considerable, registrando un EBITDA para el año 2014 de US\$536,6 millones, el mayor registrado a nivel histórico. Este aumento se explica por: un incremento en la generación hidroeléctrica debido a una leve mejora de las condiciones hidrológicas y producto de la destacable entrada en operación de la nueva central Angostura, y por la mayor disponibilidad de nuestras centrales, lo que a la vez conllevó a una posición excedentaria en el mercado spot. Cabe destacar que la exposición neta al mercado spot fue la menor de los últimos 4 años, representando menos de un 5% de nuestros contratos, lo cual disminuye el riesgo de la inherente volatilidad que este mercado presenta.

Respecto a los próximos meses, en términos de generación y como una protección ante deshielos escasos y bajas lluvias en los primeros meses del año, tendremos el respaldo eficiente del gas natural, producto de los acuerdos alcanzados con ENAP y con Metrogas. Recordar que 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. Adicionalmente, se firmaron otros acuerdos con ENAP Refinerías S.A. para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco vigente por el año 2015. Sumando ambos suministradores de gas, se espera generar del orden de 2.300 GWh con gas durante el 2015, contando además con la posibilidad de acceder a gas adicional vía compras spot en caso de ser necesario.

En relación a la contratación del año 2015, cabe destacar que en Dic14 terminó, de acuerdo a lo previsto, el plazo para el “contrato de corto plazo” con Codelco. Posteriormente, el 1 de enero 2015 comenzó la ejecución de los nuevos contratos de largo plazo suscritos con Codelco por una potencia contratada de hasta 510 MW y con energía asociada de aproximadamente 4.000 GWh.

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 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 hidroeléctrica, 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 estos puede mejorar la diversificación en términos de condiciones hidrológicas, tecnologías de generación y acceso a combustibles.

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

Proyectos en construcción

- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en noviembre de 2011 y en mayo de 2013, la aprobación de la DIA de optimización. En abril del 2014, la DGA otorgó el permiso de obras hidráulicas. En septiembre 2014 el Directorio aprobó el Proyecto. Durante el 4T14, se licitaron y asignaron los contratos de las obras civiles y de infraestructura electromecánica, dando con eso inicio a la construcción. Paralelamente, se continuaron llevando a cabo reuniones informativas con autoridades y comunidades vecinas

Proyectos en desarrollo

- **Segunda unidad térmica a carbón del Complejo Santa María (350 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera ya en operación. Se optimizó su diseño, incorporando tecnología para cumplir con la nueva y exigente norma de emisiones. Asimismo se están analizando las dimensiones medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su construcción.

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW):** este proyecto, ubicado en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, aprovechará las aguas del río San Pedro. La compañía ha concluido el análisis de las prospecciones y estudios geotécnicos y de terreno efectuados durante los últimos 4 años. Con estos antecedentes se está finalizando la etapa de ingeniería de las adecuaciones y optimizaciones que los expertos consultados han recomendado, las que no afectan los principales parámetros ambientales del proyecto ya aprobado. Durante el primer semestre, se inició un proceso de información de estas modificaciones a las autoridades e instituciones nacionales y regionales competentes, y durante el segundo semestre, se continuó un proceso gradual de socialización con la comunidad. Se espera reingresar los antecedentes nuevos al Sistema de Evaluación Ambiental durante el primer trimestre de 2015.

- **Hidroaysén:** Colbún en conjunto con Endesa-Chile a través de la sociedad Hidroaysén S.A. se encuentran desarrollando proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén. Estas plantas hidroeléctricas contarían con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías.

En junio de 2014, el Comité de Ministros determinó invalidar la decisión adoptada por el Comité de Ministros anterior y revocar la RCA del Proyecto, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de Hidroaysén. Producto de lo anterior, en agosto de 2014 Hidroaysén interpuso recursos ante los Tribunales Medioambientales de Santiago y Valdivia, debido a que las razones que la autoridad ha esgrimido para revocar la RCA, a juicio de Colbún, no son consistentes con los antecedentes y estudios técnicos existentes en la RCA, el EIA y lo resuelto por la Corte Suprema. A la fecha estas reclamaciones se encuentran pendientes de resolver.

En octubre de 2014 Hidroaysén reestructuró su equipo ejecutivo para focalizar a la empresa en el ámbito legal y en la preservación de los derechos y activos de la sociedad.

Considerando 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 referidos determinen en relación al desarrollo del potencial hidroeléctrico de Aysén; Colbún S.A. contabilizó en sus Estados Financieros una provisión por deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto aproximado de US\$ 102 millones.

Sin perjuicio de lo anterior, Colbún 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 8 años al amparo de la Institucionalidad vigente y conforme a estándares internacionales técnicos y ambientales.

Finalmente, Colbún 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.

6.3 Riesgos del Negocio Eléctrico

Colbún enfrenta riesgos asociados a factores exógenos tales como el ciclo económico, la hidrología, el nivel de competencia, los patrones de demanda, la estructura de la industria, los cambios en la regulación y los niveles de precios de los combustibles. Por otra parte enfrenta riesgos asociados al desarrollo de proyectos y fallas en las unidades de generación. Los principales riesgos para este año se encuentran asociados a la hidrología, el precio de los combustibles, riesgos de fallas en centrales operativas, trabas en el desarrollo de proyectos y riesgos asociados a cambios en la regulación.

6.3.1. Riesgo hidrológico

El 48% de nuestras centrales son hidroeléctricas, por lo que están expuestas a las condiciones hidrológicas. En condiciones hidrológicas secas y a modo de complementar la generación a carbón e hidroeléctrica para lograr suministrar sus contratos, Colbún debe operar en primer lugar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas ineficientes o 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.

6.3.2. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, 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

Con respecto al 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 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 evitar cualquier 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 es fundamental 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, el 12 de enero de 2014 se registró una falla en la central Blanco (60 MW) ubicada en la cuenca del río Aconcagua. Dicha falla provocó daños en el equipamiento del generador-turbina y equipos anexos, lo que la ha mantenido fuera de operación. Con la información disponible a la fecha, se estima la puesta en marcha de la unidad para el primer trimestre del año 2015.

6.3.5 Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos pueden 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, incorporamos 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.

6.4.6 Riesgos del mercado

Enfrentamos un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha oposición de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas las cuales están demandando legítimamente más participación y protagonismo. Paralelamente, pese a los 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.

Por su parte, Colbún ha trabajado intensamente en desarrollar 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.

6.4.7 Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para un sector con proyectos de inversión de largo plazo. Por su parte, Colbún estima que actualmente es importante desarrollar nuevas iniciativas que permitan solucionar ciertas incertidumbres en la operación racional y equilibrada del mercado eléctrico, que a la vez promoverían la inversión.

La agenda energética impulsada por el gobierno contempla diversos cambios regulatorios, los que dependiendo de la forma 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 los cambios incorporados en la nueva Ley de Licitaciones aprobada el 6 de enero 2015. También son importantes los proyectos de ley que están en preparación para facilitar el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos a nivel local, como la denominada ley de asociatividad. 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.

6.5 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 contraparte u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

6.5.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los flujos que se deben realizar 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 31 de diciembre de 2014 de la compañía muestra un leve exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$1,5 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.”

6.5.2 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	dic-13	sep-14	dic-14
Fija	89%	100%	100%
Variable	11%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

6.5.3 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 de la Sociedad y revisados periódicamente.

Al 31 de diciembre de 2014 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 20%. Respecto a los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior. Cabe destacar que en derivados ninguna contraparte concentra más del 14% en términos de nocional.

6.5.4 Riesgo de liquidez

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

Al 31 de diciembre de 2014 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$832,8 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 120 días y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicionales disponibles 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\$129 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 31 de diciembre de 2014 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 con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.

7. ANEXOS

GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
dic-13	dic-14		4T13	3T14	4T14
12.842	12.731	Total Ventas Físicas (GWh)	3.202	3.193	2.913
7.241	7.204	Clientes Regulados	1.725	1.849	1.765
5.082	4.737	Clientes Libres	1.469	1.197	1.148
519	791	Ventas CDEC	8	147	0
1.770	1.701	Potencia (MW)	1.806	1.717	1.659

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
dic-13	dic-14		4T13	3T14	4T14
11.253	12.835	Total Generación (GWh)	2.825	3.240	2.828
4.857	6.655	Hidráulica	1.446	1.816	2.109
3.234	3.011	Térmica Gas	779	536	189
546	546	Térmica Diesel	8	216	3
2.616	2.623	Térmica Carbón	592	672	527
1.802	144	Compras CDEC	442	24	120
(1283)	647	Ventas - Compras CDEC	(434)	123	(120)

ESTADO DE RESULTADOS

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-13	dic-14		4T13	3T14	4T14
1.696,0	1.502,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	349,6	351,2	330,1
727,8	724,6	Venta a Clientes Regulados	170,2	186,6	183,5
646,0	502,1	Venta a Clientes Libres	130,8	120,7	106,8
55,9	55,9	Ventas a otras Generadoras	0,5	4,4	0,1
182,3	163,2	Peajes	36,5	39,2	37,8
83,9	56,7	Otros Ingresos	11,6	0,3	1,9
(1.260,1)	(883,7)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(222,7)	(213,8)	(149,0)
(163,0)	(161,9)	Peajes	(39,0)	(36,2)	(40,3)
(420,3)	(70,9)	Compras de Energía y Potencia	(59,0)	(20,4)	(29,1)
(357,6)	(341,6)	Consumo de Gas	(69,3)	(64,6)	(18,7)
(133,0)	(109,8)	Consumo de Petróleo	(5,0)	(40,6)	(3,3)
(104,5)	(92,4)	Consumo de Carbón	(24,7)	(24,2)	(19,3)
(81,8)	(107,0)	Otros	(25,7)	(27,7)	(38,4)
435,9	618,9	MARGEN BRUTO	126,9	137,5	181,0
(60,1)	(59,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(13,9)	(14,9)	(15,5)
(23,3)	(22,6)	Otros Gastos, por Naturaleza	(6,2)	(5,6)	(6,5)
(162,6)	(182,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(42,7)	(46,3)	(47,9)
189,8	354,2	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	64,1	70,6	111,1
352,4	536,6	EBITDA	106,8	117,0	159,0
5,1	5,6	Ingresos Financieros	1,2	1,7	1,2
(50,1)	(76,0)	Gastos Financieros	(12,1)	(22,2)	(24,2)
5,1	9,1	Resultados por Unidades de Reajuste	2,1	1,0	2,4
2,3	(22,4)	Diferencias de Cambio	0,0	(4,4)	(4,9)
4,9	(99,3)	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	0,7	1,0	(103,2)
(38,0)	(1,4)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(18,0)	1,6	(10,0)
(70,8)	(184,5)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(26,1)	(21,3)	(138,7)
119,0	169,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	38,0	49,3	(27,6)
(56,0)	(90,1)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(31,1)	(31,1)	(34,2)
62,9	79,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	6,9	18,2	(61,8)
62,9	79,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	6,9	18,2	(61,8)

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

FLUJO DE EFECTIVO

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-13	dic-14		4T13	3T14	4T14
217,7	260,4	Efectivo Equivalente Inicial	208,0	337,4	878,3
423,5	595,6	Flujo Efectivo de la Operación	87,1	148,9	166,8
(47,8)	116,7	Flujo Efectivo de Financiamiento	32,2	430,9	(184,0)
(329,3)	(121,1)	Flujo Efectivo de Inversión	(64,2)	(20,4)	(33,9)
46,4	591,2	Flujo Neto del Periodo	55,1	559,4	(51,1)
(3,8)	(18,8)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(2,7)	(18,6)	5,6
260,4	832,8	Efectivo Equivalente Final	260,4	878,3	832,8