



4T14

Informe Trimestral

Conference Call Resultados 4T14

Speakers:
THOMAS KELLER - CEO
SEBASTIAN MORAGA - CFO

Fecha: Martes 3 de Febrero de 2015
Hora: 08:45 AM Eastern Daylight Time
10:45 AM Chile Time
US Toll Free: +1 888 339 2688
International Dial: + 1 617 847 3007
Password: 506 314 47

- El **EBITDA** del 4T14 alcanzó los US\$159,0 millones, cifra superior a los US\$106,8 millones del 4T13 y a los US\$117,0 millones del 3T14. El incremento del EBITDA respecto a ambos trimestres se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica (+46%-4T13 y +16%-3T14). Cabe destacar que el EBITDA del año 2014, de US\$536,6 millones, es el más alto alcanzado por la compañía en su historia.
- Los **ingresos de actividades ordinarias** del 4T14 ascendieron a US\$330,1 millones, disminuyendo un 6% respecto al 4T13 producto de menores ingresos de clientes libres (vencimiento de contratos). Respecto al 3T14 también disminuyeron 6% por un menor nivel de demanda.
- El total de **ventas físicas de energía** ascendió a 2,9 TWh, disminuyendo 9% respecto al 4T13 y al 3T14.
- La **generación total** alcanzó 2,8 TWh, en línea con el 4T13, ya que pese a haber una mayor generación hidroeléctrica –entrada en operación de Angostura-, hubo una menor generación con gas. Respecto al 3T14 disminuyó 13% producto de menor generación térmica (gas, diésel y carbón), compensado en parte con mayor generación hidroeléctrica.
- Colbún reportó una **pérdida** de US\$61,8 millones en 4T14, menor a las ganancias de US\$6,9 millones el 4T13 y US\$18,2 millones el 3T14. Pese a haber una mejora a nivel de EBITDA, el resultado del 4T14 se explica principalmente por una mayor pérdida no operacional dada una provisión por deterioro en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones.
- En Oct14 Colbún **prepagó el total de un crédito bancario internacional** por US\$150 millones. El vencimiento original de dicha obligación era en Ago15. Al cierre del 4T14 Colbún cuenta con una **liquidez** de US\$832,8 millones y la **deuda neta** registró un descenso alcanzando los US\$1.061 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. Se espera que la construcción y puesta en marcha demore aproximadamente 26 meses.

Resumen

US\$ millones

| | 4T13 | 3T14 | 4T14 | 12M13 | 12M14 | Variación | | |
|------------------------------------|-------|-------|--------|---------|---------|-----------|-------|-------|
| | | | | | | A/A | T/T | Ac/Ac |
| Ingresos de actividades ordinarias | 349,6 | 351,2 | 330,1 | 1.696,0 | 1.502,6 | (6%) | (6%) | (11%) |
| EBITDA | 106,8 | 117,0 | 159,0 | 352,4 | 536,6 | 49% | 36% | 52% |
| Ganancia de la controladora | 6,9 | 18,2 | (61,8) | 62,9 | 79,5 | - | - | 26% |
| Deuda Neta | 1.440 | 1.281 | 1.061 | 1.440 | 1.061 | (26%) | (17%) | (26%) |
| Ventas de energía (GWh) | 3.202 | 3.193 | 2.913 | 12.842 | 12.731 | (9%) | (9%) | (1%) |
| Generación total (GWh) | 2.825 | 3.240 | 2.828 | 11.253 | 12.835 | 0% | (13%) | 14% |
| Generación hidroeléctrica (GWh) | 1.446 | 1.816 | 2.109 | 4.857 | 6.655 | 46% | 16% | 37% |

Colbún es el segundo generador (según capacidad instalada) del Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile con una capacidad instalada de 3.278 MW (52% térmica y 48% hidráulica) distribuidas en 23 centrales ubicadas en 7 regiones. Colbún vende energía y potencia a clientes regulados (distribuidoras), a clientes libres (industriales) y los excedentes a otros generadores a través del mercado spot.

“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 la generación de la nueva central hidroeléctrica Angostura que ha operado de manera consistente y confiable, se traduce en el mayor nivel de generación hidroeléctrica alcanzado desde 2008.

El mayor aporte hídrico y la mayor disponibilidad de nuestras centrales de base, junto con nuestra gestión para acceder a un suministro flexible y competitivo de gas natural, han resultado en un EBITDA para el año 2014 de US\$536,6 millones, el mayor registrado a nivel histórico. Sumado a lo anterior, la exposición neta al mercado spot fue la menor de los últimos 4 años, representando menos de un 5% de nuestros contratos.

En línea a lo ya mencionado, las métricas financieras denotan valores consolidados. El ratio Deuda Neta/EBITDA está en un valor de 2,0 veces, muy inferior a los períodos pasados y consistente con una compañía con clasificación crediticia “investment grade”.

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

Para 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 Metrogas. Recordar que se espera que con los contratos vigentes la compañía genere del orden de 2.300 GWh durante el 2015 con gas natural durante los meses en que se espera menos aporte hidroeléctrico.

Finalmente, cabe destacar el inicio de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico de Pasada La Mina (34 MW), la cual se espera que genere del orden de 190 GWh bajo condiciones medias a secas y que califica como ERNC.

En línea con nuestro plan de seguir creciendo, cabe destacar la reciente creación de la Gerencia de Desarrollo, la cual tendrá por objetivo principal liderar la identificación y eventual materialización de oportunidades de negocios fuera de Chile. Liderando dicha gerencia estará el Señor Sebastián Fernández C., con una vasta experiencia en desarrollo, evaluación y análisis de proyectos de inversión en el sector eléctrico.”

CONDICIONES DE MERCADO

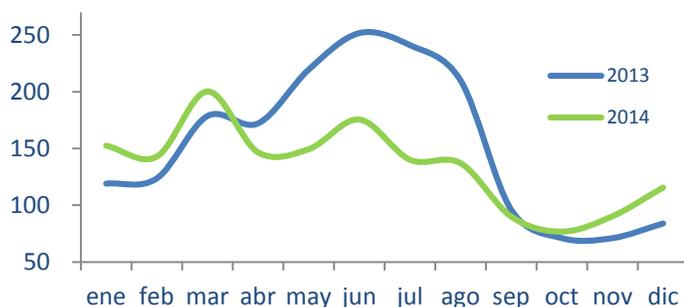
La **generación bruta a nivel del SIC** (Sistema Interconectado Central) durante el 4T14 creció levemente, en un 0,6%, en comparación al 3T14. El crecimiento anual (versus el 2013) fue de un 2,7%, el menor crecimiento anual desde el 2009. Recordar que la demanda eléctrica se encuentra correlacionada con la actividad económica, la cual también ha estado disminuyendo.

Respecto al **mix de generación anual**, la hidroelectricidad aumentó en 7% su participación respecto al 2013, representando 45% del total, mientras que la generación a gas y carbón bajaron su cuota sobre el total a 15% y 28% respectivamente. Esta composición – con mayor participación de hidroelectricidad en desmedro de generación térmica convencional – hizo que el **costo marginal promedio del 2014 medido en Alto Jahuel disminuyera un 12%** respecto al 2013 desde US\$154/MWh a US\$135/MWh.

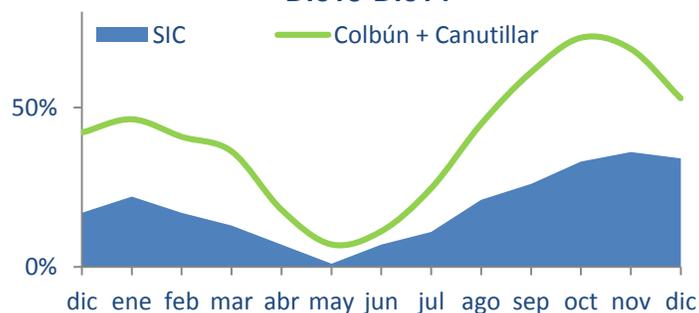
El gráfico inferior izquierdo permite apreciar las diferencias de los **costos marginales** del 2014 versus los costos marginales del año 2013. La curva 2014 es menos acentuada, principalmente dado que las lluvias en los meses de invierno evitaron alcanzar costos marginales marcados por tecnologías diesel ineficientes, a diferencia del 2013 donde los costos marginales estuvieron en esos meses sobre los US\$200/MWh.

Por su parte, en el gráfico inferior derecho se puede ver el **aumento de la energía embalsada** tanto a nivel de sistema como de Colbún. Para el caso del sistema, al cierre 2014 la energía embalsada es el doble de lo que era para el mismo período 2013 alcanzando un 34% del total de uso de la capacidad de almacenamiento. En el caso de Colbún, el aumento de la energía embalsada es de un 25% respecto al cierre 2013. Dicho esto, pese a la mayor generación hidroeléctrica del año 2014, el sistema presenta un nivel de energía embalsada más alto.

CMg medido en Alto Jahuel (US\$/MWh)



Energía embalsada del total de capacidad (%) Dic13-Dic14

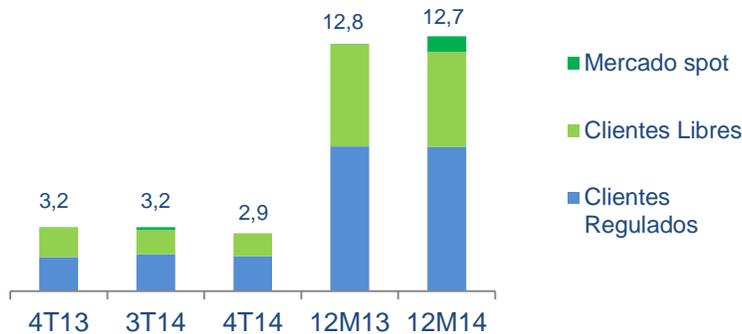


VENTAS FÍSICAS

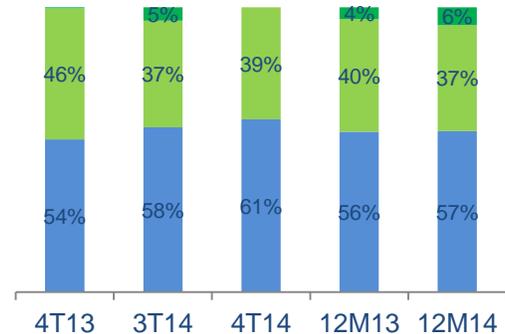
Las **ventas físicas a clientes bajo** contrato durante el 4T14 alcanzaron 2.913 GWh, un 9% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual período del año anterior, explicado principalmente por la finalización de dos contratos con clientes libres a fines del 2013. Respecto al 3T14 las ventas físicas también disminuyeron en un 4% producto de una menor demanda tanto regulada como no regulada.

Durante el trimestre, Colbún realizó **compras netas en el mercado spot** por 120 GWh, en comparación a compras netas por 434 GWh en el 4T13 y ventas netas de 123 GWh el 3T14.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



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.

La **generación hidroeléctrica** 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; y un 16% mayor al 3T14, principalmente por los deshielos más favorables.

La **generación a carbón** disminuyó 11% y 22% respecto al 4T13 y al 3T14 respectivamente. Durante el trimestre la central Santa María I estuvo 29 días en mantenimiento mayor y fuera de servicio por salidas menores no programadas. La mantención mayor del año 2013 había sido realizada durante el tercer trimestre. 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.

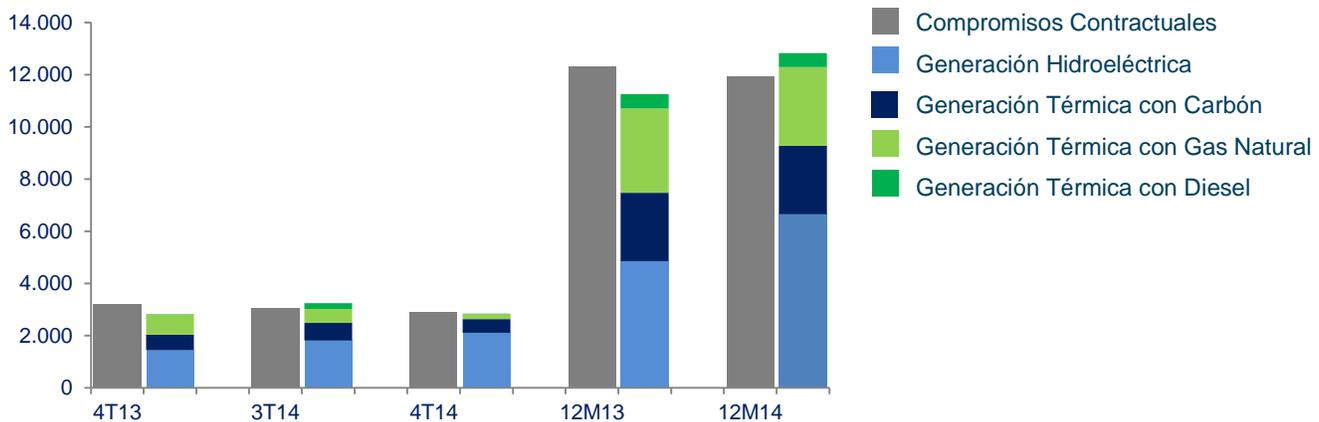
La **generación térmica con gas natural** disminuyó 76% respecto al 4T13 y 65% respecto al 3T14. La disminución se debió a un menor requerimiento de este combustible producto de las condiciones hidrológicas más favorables.

La **generación con diésel** fue casi nula (3 GWh), menor a los 8 GWh del 4T13 y a los 216 GWh del trimestre previo. Las condiciones hidrológicas favorecieron esta baja producción.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

El mix de generación del 4T14 permitió que el **91% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente**: hidroeléctrica y carbón (vs. 64% del 4T13 y 82% del 3T14). El resto de los compromisos fueron abastecidos con generación a gas natural y compras en el mercado spot. En ese sentido, la compañía tuvo compras netas en el mercado spot por 120 GWh (vs. compras netas por 434 GWh el 4T13 y ventas netas de 123 GWh el 3T14).

**Balance
Compromisos vs. Generación
GWh**



Balance Ventas Físicas vs. Generación

Cifras en GWh

| | 4T13 | 3T14 | 4T14 | 12M13 | 12M14 | Variación | | |
|--------------------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| | | | | | | T/T | A/A | Ac/Ac |
| Ventas | | | | | | | | |
| Clientes Regulados | 1.725 | 1.849 | 1.765 | 7.241 | 7.204 | (5%) | 2% | (1%) |
| Clientes Libres | 1.469 | 1.197 | 1.148 | 5.082 | 4.737 | (4%) | (22%) | (7%) |
| Ventas al mercado spot | 8 | 147 | 0 | 519 | 791 | (100%) | (100%) | 52% |
| Total Ventas | 3.202 | 3.193 | 2.913 | 12.842 | 12.731 | (9%) | (9%) | (1%) |
| Generación | | | | | | | | |
| Hidráulica | 1.446 | 1.816 | 2.109 | 4.857 | 6.655 | 16% | 46% | 37% |
| Térmica Gas | 779 | 536 | 189 | 3.234 | 3.011 | (65%) | (76%) | (7%) |
| Térmica Diesel | 8 | 216 | 3 | 546 | 546 | (99%) | (66%) | 0% |
| Térmica Carbón | 592 | 672 | 527 | 2.616 | 2.623 | (22%) | (11%) | 0% |
| Total Generación Propia | 2.825 | 3.240 | 2.828 | 11.253 | 12.835 | (13%) | 0% | 14% |
| Compras de energía (mercado spot) | 442 | 24 | 120 | 1.802 | 144 | 402% | (73%) | (92%) |
| Ventas - Compras mercado spot | (434) | 123 | (120) | (1.283) | 647 | (197%) | (72%) | (150%) |

INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T14**, ascendieron a **US\$330,1 millones**, disminuyendo un 6% respecto al 4T13 y al 3T14, principalmente por menores ventas físicas.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Dic14 ascendieron a US\$1.503 millones, un 11% inferior a los US\$1.696 millones a Dic13. Esta disminución se explica principalmente por un menor precio de venta a clientes libres y por el término de los contratos libres mencionados anteriormente.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:



A continuación detallamos los cambios más relevantes:

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 usado en la fijación del precio nudo de largo plazo según lo estipulado en los contratos, y en menor medida por mayores ventas físicas. Respecto al 3T14 éstos disminuyeron 2% principalmente por menores ventas físicas.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic14 alcanzaron US\$724,6 millones, en línea al 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. Respecto al 3T14 disminuyeron 12% explicado por una menor demanda y un menor precio monómico promedio.

En términos acumulados, las ventas 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 al mercado spot estuvieron en línea a Dic13, sin embargo en términos físicos aumentaron en un 52%. Cabe mencionar que este ítem incluye la generación en fase de pruebas de la central Angostura por 118 GWh 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 relativamente en línea respecto al 4T13 y al 3T14. En términos acumulados, a Dic14 estos ingresos alcanzaron US\$163,2 millones, menores en un 10% con respecto al mismo período del año anterior 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.

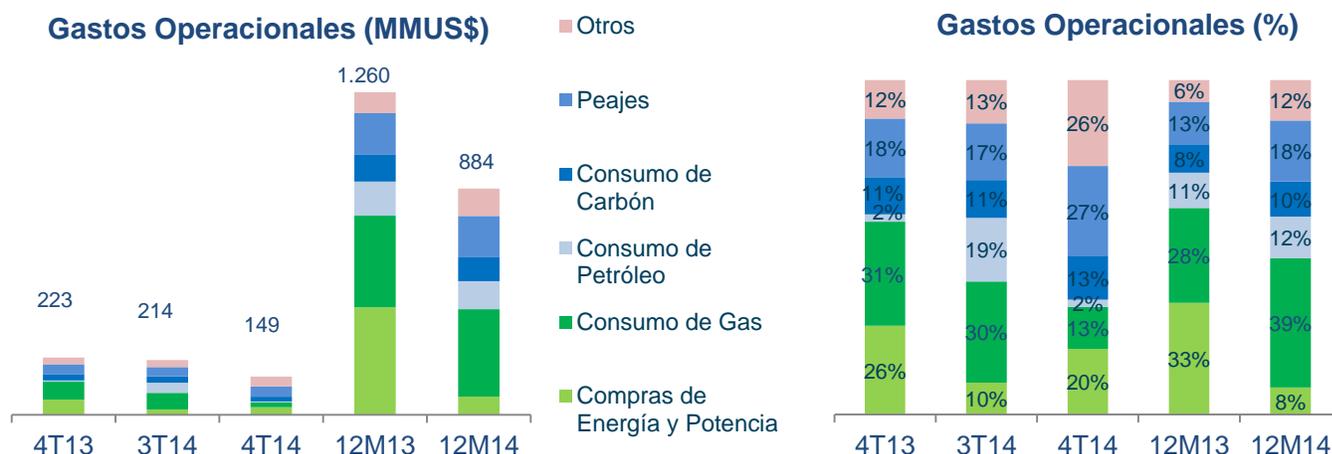
Otros Ingresos: Durante el trimestre no hubo otros ingresos relevantes.

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 prueba 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 del 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.

GASTOS OPERACIONALES

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. En relación al 3T14 el 30% de disminución se debe a un menor consumo de gas y de petróleo, producto de un menor requerimiento de estos combustibles dada la mejora en las condiciones hidrológicas.

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.



A continuación detallaremos los cambios más relevantes:

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 principalmente de menores ventas físicas a clientes bajo contrato. Durante el 3T14 hubo menores compras respecto al 4T14 en este mercado producto de una mayor generación propia que permitió abastecer los contratos propios.

En términos acumulados, los desembolsos a Dic14 fueron US\$70,9 millones, cifra inferior a los US\$420,3 millones a Dic13, principalmente explicadas 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% y 68% con respecto al 4T13 y al 3T14, respectivamente. La disminución respecto al 4T13 se debe principalmente a una menor generación con gas y en menor medida a una menor generación con carbón. En relación al 3T14 la disminución se explica principalmente por una menor generación con gas y diésel.

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 combustibles tanto del diésel como del carbón.

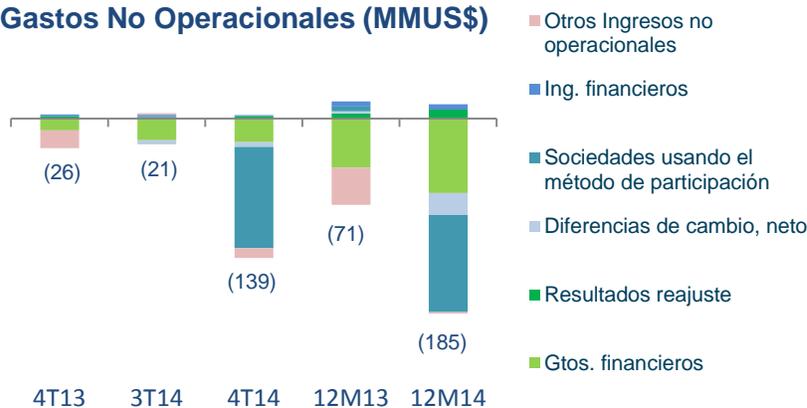
Otros Costos: En el 4T14 alcanzaron US\$38,4 millones, mayor a los US\$25,7 millones del 4T13 y a los US\$27,7 millones del trimestre previo. El aumento se explica principalmente por provisiones que tienen su origen en diferencias relacionadas a suministros pactados con clientes. En términos acumulados, Otros Costos a Dic14

ascendieron a US\$107,0 millones, desde US\$81,8 millones a Dic13 por las mismas razones explicadas anteriormente.

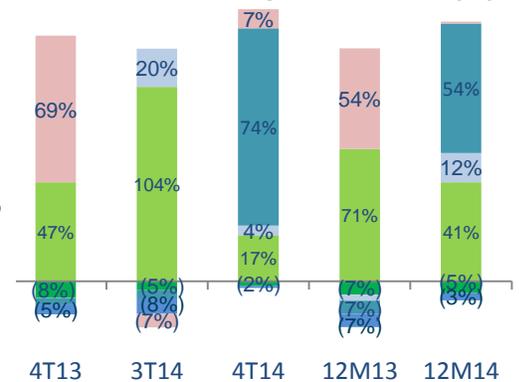
RESULTADO NO OPERACIONAL

El **Resultado fuera de Operación del 4T14 registró pérdidas por US\$138,7 millones**, mayores a las pérdidas de US\$26,1 millones del 4T13 y de US\$21,3 millones del 3T14. En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Dic14 registró pérdidas por US\$184,5 millones, mayores a las pérdidas de US\$70,8 millones a Dic13. Los principales componentes de este resultado son:

Gastos No Operacionales (MMUS\$)



Gastos No Operacionales (%)



A continuación detallaremos los cambios más relevantes:

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 4T14 fueron de US\$24,2 millones, mayores a los US\$12,1 millones registrados el 4T13 y en línea con el 3T14. El aumento con el 4T13 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 y en línea con el 3T14. 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.

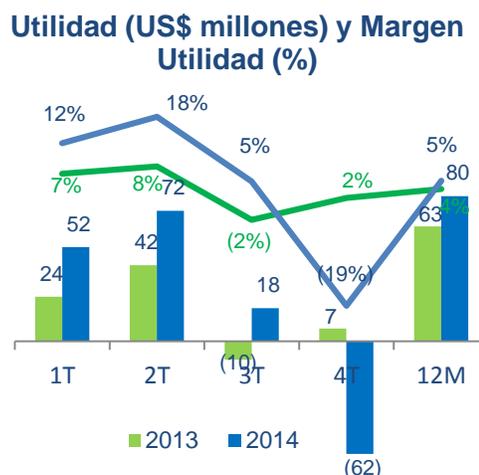
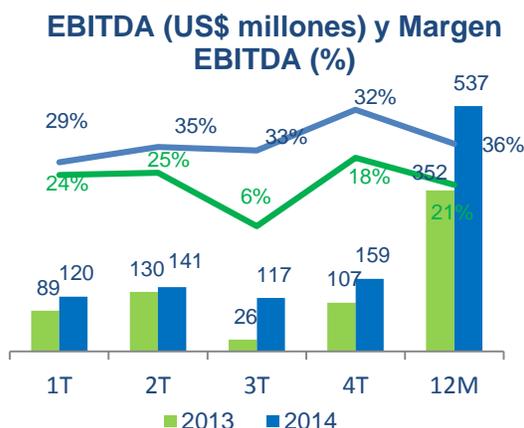
Resultados de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación: durante el trimestre presenta una pérdida de US\$103,2 millones lo cual se compara negativamente con la utilidad de US\$0,7 millones del 4T13 y la utilidad de US\$1,0 millones del 3T14. La pérdida del trimestre se explica por el registro de una provisión por deterioro de la participación en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto 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. Cabe destacar que la provisión por deterioro de la participación en HidroAysén no tiene efectos para el cálculo de impuestos.

ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD

El **EBITDA del 4T14 ascendió a US\$159,0 millones**, cifra superior a los US\$106,8 millones del 4T13 y a los US\$117,0 millones del 3T14. El incremento del EBITDA en relación al 3T14 se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica, un mínimo nivel de generación con diesel y a un menor nivel de contratación.

Por su parte, la **pérdida durante 4T14 alcanzó los US\$61,8 millones** (vs. una utilidad de US\$6,9 millones el 4T13 y de US\$18,2 millones el 3T14). Pese a haber una mejora a nivel de EBITDA, el resultado del 4T14 se explica principalmente por una mayor pérdida no operacional dada una provisión por deterioro en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones y en menor medida por mayores gastos financieros producto de 1) un mayor nivel de deuda bruta y 2) una menor activación de éstos luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14.



Detalle del EBITDA

US\$ millones

| | | | | | | Variación | | |
|---|----------------|----------------|----------------|------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | 4T13 | 3T14 | 4T14 | 12M13 | 12M14 | T/T | A/A | Ac/Ac |
| Ingresos de actividades ordinarias | 349,6 | 351,2 | 330,1 | 1.696,0 | 1.502,6 | (6%) | (6%) | (11%) |
| Ventas a Clientes Regulados | 170,2 | 186,6 | 183,5 | 727,8 | 724,6 | (2%) | 8% | (0%) |
| Ventas a Clientes Libres | 130,8 | 120,7 | 106,8 | 646,0 | 502,1 | (12%) | (18%) | (22%) |
| Ventas en el mercado Spot | 0,5 | 4,4 | 0,1 | 55,9 | 55,9 | (97%) | (77%) | 0% |
| Peajes | 36,5 | 39,2 | 37,8 | 182,3 | 163,2 | (3%) | 4% | (10%) |
| Otros ingresos | 11,6 | 0,3 | 1,9 | 83,9 | 56,7 | 437% | (84%) | (32%) |
| Materias primas y consumibles utilizados | (222,7) | (213,8) | (149,0) | (1.260,1) | (883,7) | (30%) | (33%) | (30%) |
| Peajes | (39,0) | (36,2) | (40,3) | (163,0) | (161,9) | 11% | 3% | (1%) |
| Compras de Energía y Potencia | (59,0) | (20,4) | (29,1) | (420,4) | (70,9) | 43% | (51%) | (83%) |
| Consumo de Gas | (69,3) | (64,6) | (18,7) | (357,5) | (341,6) | (71%) | (73%) | (4%) |
| Consumo de Petróleo | (5,0) | (40,6) | (3,3) | (133,0) | (109,8) | (92%) | (35%) | (17%) |
| Consumo de Carbón | (24,7) | (24,2) | (19,3) | (104,4) | (92,4) | (20%) | (22%) | (12%) |
| Otros Costos | (25,7) | (27,7) | (38,4) | (81,8) | (107,0) | 38% | 49% | 31% |
| Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos | (20,1) | (20,5) | (22,0) | (83,5) | (82,3) | 7% | 10% | (1%) |
| EBITDA | 106,8 | 117,0 | 159,0 | 352,4 | 536,6 | 36% | 49% | 52% |

PLAN DE CRECIMIENTO

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

En Chile, Colbún tiene un número de potenciales proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo proyectos hidráulicos y térmicos. A continuación se explica el status de estos proyectos:

| | La Mina | Sta. María II | San Pedro |
|------------------|------------|---------------|---------------|
| Descripción | Mini Hidro | Carbón | Hidro-Embalse |
| Capacidad (MW) | 34 | 350 | 150 |
| Gwh/año esperado | 190 | 2.500 | 930 |

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 su 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.



Lugar de emplazamiento del Proyecto La Mina

Proyectos en Desarrollo

- **Segunda unidad térmica a carbón 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, 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.

HECHOS RELEVANTES

- Inicio de operación del **Parque Eólico Punta Palmeras** durante octubre 2014. Dicho parque ubicado en la comuna de Canela, Región de Coquimbo, contempla una capacidad instalada de 45 MW y se espera genere anualmente 124 GWh. Recordar que Colbún firmó un acuerdo durante 2013, donde se compromete a comprar el total de la energía generada por 12 años a un precio estabilizado, el que incluye los atributos ERNC.
- En octubre 2014, Colbún obtiene premio a la **“Mejor huella de carbono 2013”** en la categoría “Grandes Industrias”. La distinción fue entregada por la Cámara Chileno-Británica de Comercio. El objetivo del reconocimiento es premiar a las empresas chilenas que han destacado en la gestión de su Huella de Carbono, para así estimular el desarrollo y perfeccionamiento del monitoreo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), fomentando así la acción contra el cambio climático en el país.
- En el mes de noviembre 2014 Colbún realizó el **2° Balance socio ambiental y productivo** de su central Santa María I. En esta presentación fueron expuestos a líderes de opinión, medios de comunicación y a la comunidad local, los resultados de los monitores medioambientales y sociales del segundo año de operación. La instancia tuvo alta concurrencia y se valoró la disposición de la empresa por transparentar los resultados.
- El 25 de Noviembre el Directorio acordó distribuir un **dividendo provisorio** con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre 2014, por la cantidad de US\$0,00241 por acción. El pago de dividendo se realizó a contar del día 6 de enero 2015.
- En Enero de 2015 se firmó un contrato adicional de **suministro de gas con ENAP**, el cual estará vigente entre fines de enero y mediados de Abril. El volumen total disponible es de 80 MMm3 de GNL para ser utilizados en el complejo Nehuenco. Con el total de contratos vigentes durante el año 2015, la compañía espera generar del orden de 2.300 GWh con esta tecnología.

ANÁLISIS DE BALANCE

Balance Resumido

US\$ millones

| | Variación | | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|--------------|----------------|
| | Dic13 | Sep14 | Dic14 | A/A | T/T |
| Activos Corrientes | 744,1 | 1.301,2 | 1.270,2 | 526,0 | (31,0) |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 260,5 | 878,3 | 832,8 | 572,3 | (45,5) |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar | 328,6 | 254,8 | 243,7 | (85,0) | (11,1) |
| Activos por impuestos, corrientes | 44,0 | 59,7 | 47,0 | 3,0 | (12,7) |
| Otros activos corrientes | 111,0 | 108,5 | 146,7 | 35,7 | 38,3 |
| Activos No Corrientes | 5.313,9 | 5.231,0 | 5.112,2 | (201,8) | (118,8) |
| Propiedades, planta y equipo | 5.033,0 | 4.967,6 | 4.956,2 | (76,7) | (11,4) |
| Otros activos no corrientes | 281,0 | 263,3 | 156,0 | (125,0) | (107,4) |
| Total Activos | 6.058,1 | 6.532,2 | 6.382,3 | 324,3 | (149,8) |
| Pasivos corrientes | 341,9 | 316,4 | 258,3 | (83,6) | (58,0) |
| Pasivos no corrientes | 2.159,9 | 2.749,3 | 2.763,5 | 603,6 | 14,1 |
| Patrimonio total | 3.556,3 | 3.466,5 | 3.360,6 | (195,7) | (105,9) |
| Total Patrimonio y Pasivos | 6.058,1 | 6.532,2 | 6.382,3 | 324,3 | (149,8) |

(*) 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.

A continuación se detallan las principales variaciones durante el período:

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$832,8 millones, inferior al cierre de Sep14 debido al crédito bancario prepagado en Oct14 (US\$150 millones), en parte compensado por los flujos provenientes de actividades de operación del período.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$243,7 millones, levemente inferior respecto a Sep14, principalmente asociadas a recuperación de crédito fiscal.

Propiedades, Plantas y Equipos, neto: registró un saldo de US\$4.956 millones al cierre de Dic14, una disminución de US\$11,4 millones con respecto a Sep14, explicado principalmente por la depreciación del período, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la compañía (La Mina).

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\$58,0 millones en comparación al cierre de Sep14. Esta variación se explica principalmente por el prepagado del crédito bancario internacional en Oct14 ya mencionado, en parte compensado por la contabilización del dividendo provisorio por pagar.

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$2.764 millones al cierre de Dic14, un aumento menor de US\$14,1 millones respecto a Sep14, principalmente por un aumento del impuesto diferido.

Patrimonio: la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.360 millones disminuyendo un 3% con respecto a Sep14. Cabe destacar que las utilidades acumuladas del período fueron en gran parte compensadas por el dividendo provisorio reconocido también durante el trimestre.

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

Análisis de Liquidez e Indicadores

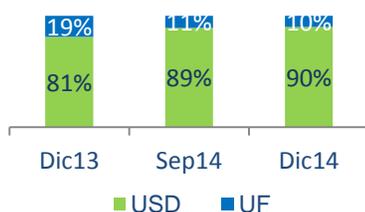
US\$ millones

| | | | | Variación | |
|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| | 4T13 | 3T14 | 4T14 | A/A | T/T |
| Deuda Financiera Bruta | 1.700,1 | 2.045,0 | 1.893,9 | 194 | (151) |
| Inversiones Financieras | 260,5 | 878,3 | 832,8 | 572 | (46) |
| EBITDA LTM | 352,4 | 484,4 | 536,6 | 184 | 52 |
| Deuda Neta | 1.439,7 | 1.166,7 | 1.061,1 | (379) | (106) |
| Deuda Neta / EBITDA LTM | 4,1 | 2,4 | 2,0 | (2,1) | (0,4) |
| Razón de Endeudamiento (%) | 71% | 88% | 91% | 20,9% | 3,5% |
| Pasivos Corto Plazo (%) | 14% | 10% | 9% | (4,7%) | (1,4%) |
| Cobertura Gastos Financieros | 3,4 | 4,7 | 4,4 | 1,1 | (0,2) |
| Rentabilidad Patrimonial (%) | 1,8% | 4,2% | 4,9% | 3,1% | 0,7% |
| Rentabilidad del Activo (%) | 1,0% | 2,4% | 2,7% | 1,7% | 0,4% |
| EBITDA/Activos Operacionales (%) | 3,8% | 6,2% | 7,1% | 3,3% | 0,9% |

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. Esto generó una disminución de la Deuda Bruta en la misma medida, lo que sumado al EBITDA obtenido en 2014 dada la mejora en la hidroelectricidad y el aporte de la central Angostura, llevaron el ratio de **deuda neta/EBITDA** a un nivel **de 2,0 veces**.

Por su parte, la vida media de la deuda financiera de largo plazo se extendió desde 6,2 años a 6,4 años y la tasa promedio de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares disminuyó levemente de 5,0% a 4,9%.

Deuda por Moneda*

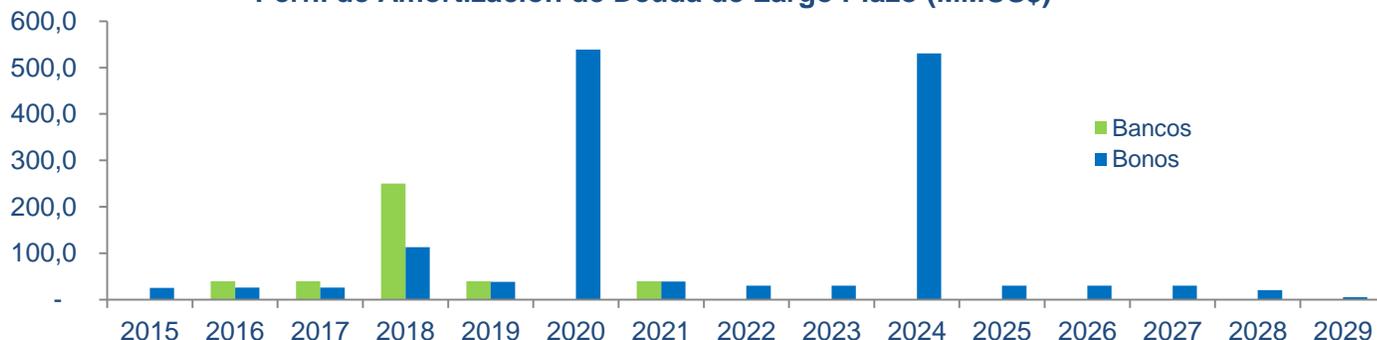


Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

Perfil de Amortización de Deuda de Largo Plazo (MMUS\$)



FLUJO DE CAJA

Flujo de Efectivo

US\$ millones

| | 4T13 | 3T14 | 4T14 | 12M13 | 12M14 | Variación | | |
|--|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|
| | | | | | | T/T | A/A | Ac/Ac |
| Efectivo y equivalentes al principio del periodo | 208,0 | 337,4 | 878,3 | 217,7 | 260,4 | 540,9 | 670,3 | 42,7 |
| Flujo Efectivo de actividades de operación | 87,1 | 148,9 | 166,8 | 423,5 | 595,6 | 17,9 | 79,7 | 172,1 |
| Flujo Efectivo de actividades de financiamiento | 32,2 | 430,9 | (184,0) | (47,8) | 116,7 | (614,9) | (216,2) | 164,5 |
| Flujo Efectivo de actividades de inversión | (64,2) | (20,3) | (33,9) | (329,3) | (121,1) | (13,6) | 30,3 | 208,2 |
| Flujo Neto del Periodo | 55,1 | 559,5 | (51,1) | 46,4 | 591,2 | (610,6) | (106,2) | 544,8 |
| Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo | (2,7) | (18,6) | 5,6 | (3,8) | (18,8) | 24,2 | 8,3 | (15,0) |
| Efectivo y equivalentes al final del periodo | 260,4 | 878,3 | 832,8 | 260,4 | 832,8 | (45,5) | 572,4 | 572,4 |

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 (US\$46,4 millones).

Actividades de la operación: durante el 4T14 se generó un flujo neto positivo de US\$166,8 millones, un aumento respecto al flujo neto de US\$148,9 millones del 3T14 producto principalmente de una estructura de abastecimiento de contratos más eficiente.

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 (US\$423,5 millones) 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 de un crédito bancario internacional (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, un aumento respecto con el 4T13 que se explica principalmente por desembolsos asociados al proyecto La Mina.

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.

DISCLAIMER

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

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

En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. ha enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros, y se encuentran disponibles para su consulta y examen, los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas, documentos que deben ser leídos conjuntamente con este informe.

Anexo 1 Ventas y Generación

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

| | 2013 | | | | Total |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| | 1T13 | 2T13 | 3T13 | 4T13 | |
| Ventas | | | | | |
| Clientes Regulados (GWh) | 1.790 | 1.853 | 1.872 | 1.725 | 7.241 |
| Clientes Libres (GWh) | 779 | 1.363 | 1.471 | 1.469 | 5.082 |
| Ventas al mercado spot (GWh) | 511 | 0 | 0 | 8 | 519 |
| Total Ventas (GWh) | 3.081 | 3.216 | 3.343 | 3.202 | 12.842 |
| Potencia (MW) | 1.564 | 1.806 | 1.898 | 1.806 | 1.770 |
| Generación | | | | | |
| Hidroeléctrica (GWh) | 1.052 | 1.193 | 1.166 | 1.446 | 4.857 |
| Térmica Gas (GWh) | 1.243 | 713 | 499 | 779 | 3.234 |
| Térmica Diesel (GWh) | 28 | 250 | 260 | 8 | 546 |
| Térmica Carbón (GWh) | 732 | 646 | 646 | 592 | 2.616 |
| Total Generación Propia (GWh) | 3.055 | 2.802 | 2.571 | 2.825 | 11.253 |
| Compras de energía mercado spot (GWh) | 82 | 463 | 817 | 442 | 1.802 |
| Ventas - Compras mercado spot | 429 | (463) | (817) | (434) | (1.283) |

| | 2014 | | | | Total |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | 1T14 | 2T14 | 3T14 | 4T14 | |
| Clientes Regulados (GWh) | 1.751 | 1.838 | 1.849 | 1.765 | 7.204 |
| Clientes Libres (GWh) | 1.233 | 1.159 | 1.197 | 1.148 | 4.737 |
| Ventas al mercado spot (GWh) | 219 | 425 | 147 | 0 | 791 |
| Total Ventas (GWh) | 3.203 | 3.422 | 3.193 | 2.913 | 12.731 |
| Potencia (MW) | 1.750 | 1.677 | 1.717 | 1.659 | 1.701 |
| Hidroeléctrica (GWh) | 1.109 | 1.621 | 1.816 | 2.109 | 6.655 |
| Térmica Gas (GWh) | 1.357 | 929 | 536 | 189 | 3.011 |
| Térmica Diesel (GWh) | 96 | 231 | 216 | 3 | 546 |
| Térmica Carbón (GWh) | 706 | 718 | 672 | 527 | 2.623 |
| Total Generación Propia (GWh) | 3.268 | 3.499 | 3.240 | 2.828 | 12.835 |
| Compras de energía mercado spot (GWh) | 0 | 0 | 24 | 120 | 144 |
| Ventas - Compras mercado spot | 219 | 425 | 123 | (120) | 647 |

Anexo 2 Estado de Resultados

Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

| | 2013 | | | | | 2014 | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| | 1T13 | 2T13 | 3T13 | 4T13 | Total | 1T14 | 2T14 | 3T14 | 4T14 | Total |
| Ingresos de actividades ordinarias | 367,0 | 518,4 | 461,1 | 349,6 | 1.696,0 | 413,2 | 408,0 | 351,2 | 330,1 | 1.502,6 |
| Consumos de materias primas y materiales secundarios | (256,6) | (367,2) | (413,6) | (222,7) | (1.260,1) | (275,4) | (245,6) | (213,8) | (149,0) | (883,7) |
| MARGEN BRUTO | 110,4 | 151,1 | 47,5 | 126,9 | 435,9 | 137,9 | 162,4 | 137,5 | 181,0 | 618,9 |
| Gastos de personal y otros gastos varios de operación | (21,2) | (20,7) | (21,6) | (20,1) | (83,5) | (18,1) | (21,6) | (20,5) | (22,0) | (82,3) |
| Depreciación y amortización | (40,4) | (39,4) | (40,1) | (42,7) | (162,6) | (42,0) | (46,2) | (46,3) | (47,9) | (182,4) |
| RESULTADO DE OPERACIÓN | 48,8 | 91,0 | (14,2) | 64,1 | 189,8 | 77,8 | 94,6 | 70,6 | 111,1 | 354,2 |
| EBITDA | 89,2 | 130,4 | 25,9 | 106,8 | 352,4 | 119,8 | 140,8 | 117,0 | 159,0 | 536,6 |
| Ingresos financieros | 1,7 | 1,4 | 0,8 | 1,2 | 5,0 | 1,5 | 1,2 | 1,7 | 1,2 | 5,6 |
| Costos financieros | (15,2) | (12,1) | (10,7) | (12,1) | (50,1) | (10,6) | (18,9) | (22,2) | (24,2) | (76,0) |
| Resultados por unidades de reajuste | 0,5 | 0,2 | 2,2 | 2,1 | 5,1 | 2,4 | 3,3 | 1,0 | 2,4 | 9,1 |
| Diferencias de cambio | (2,8) | 7,1 | (1,9) | - | 2,3 | (8,9) | (4,3) | (4,4) | (4,9) | (22,4) |
| Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación | 2,2 | 0,9 | 1,1 | 0,7 | 4,8 | 1,3 | 1,6 | 1,0 | (103,2) | (99,3) |
| Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación | (15,9) | (8,7) | 4,6 | (18,0) | (38,0) | 7,7 | (0,6) | 1,6 | (10,0) | (1,4) |
| RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN | (29,5) | (11,3) | (3,9) | (26,1) | (70,8) | (6,6) | (17,8) | (21,3) | (138,7) | (184,5) |
| GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS | 19,3 | 79,8 | (18,1) | 38,0 | 119,0 | 71,2 | 76,8 | 49,3 | (27,6) | 169,7 |
| Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias | 5,1 | (38,1) | 8,0 | (31,1) | (56,0) | (19,6) | (5,2) | (31,1) | (34,2) | (90,1) |
| GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS | 24,4 | 41,7 | (10,1) | 6,9 | 62,9 | 51,5 | 71,6 | 18,2 | (61,8) | 79,5 |

Balance Resumido

US\$ millones

| | 2013 | | | | 2014 | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Mar13 | Jun13 | Sep13 | Dic13 | Mar14 | Jun14 | Sep14 | Dic14 |
| Activos Corrientes | 750,5 | 760,4 | 691,5 | 744,1 | 756,7 | 803,7 | 1.301,2 | 1.270,2 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 237,6 | 223,0 | 208,0 | 260,5 | 208,3 | 337,4 | 878,3 | 832,8 |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar | 161,0 | 184,3 | 146,5 | 328,6 | 378,6 | 327,7 | 254,8 | 243,7 |
| <i>Ventas normales</i> | 154,0 | 178,5 | 140,5 | 128,9 | 149,2 | 162,1 | 124,8 | 132,3 |
| <i>Deudores varios</i> | 7,0 | 5,8 | 6,0 | 199,7 | 229,4 | 165,6 | 130,0 | 111,3 |
| Activos por impuestos, corrientes | 118,7 | 11,5 | 12,3 | 44,0 | 52,6 | 41,8 | 59,7 | 47,0 |
| Otros activos corrientes | 233,2 | 341,6 | 324,8 | 111,0 | 117,11945 | 96,8 | 108,4823 | 146,7 |
| Activos No Corrientes | 5.251,4 | 5.259,3 | 5.352,4 | 5.313,9 | 5.305,4 | 5.268,4 | 5.231,0 | 5.112,2 |
| Propiedades, planta y equipo | 4.933,2 | 4.954,7 | 5.014,1 | 5.033,0 | 5.026,1 | 4.993,0 | 4.967,6 | 4.956,2 |
| Otros activos no corrientes | 318,2 | 304,6 | 338,4 | 281,0 | 279,3 | 275,4 | 263,3 | 156,0 |
| Total Activos | 6.001,9 | 6.019,7 | 6.044,0 | 6.058,1 | 6.062,1 | 6.072,1 | 6.532,2 | 6.382,3 |
| Pasivos corrientes | 552,5 | 535,5 | 547,8 | 341,9 | 281,3 | 232,3 | 316,4 | 258,3 |
| Pasivos no corrientes | 1.908,1 | 1.903,9 | 1.924,1 | 2.159,9 | 2.177,9 | 2.170,1 | 2.749,3 | 2.763,5 |
| Patrimonio total | 3.541,3 | 3.580,3 | 3.572,1 | 3.556,3 | 3.602,9 | 3.669,6 | 3.466,5 | 3.360,6 |
| Total Patrimonio y Pasivos | 6.001,8 | 6.019,7 | 6.044,0 | 6.058,1 | 6.062,1 | 6.072,0 | 6.532,2 | 6.382,3 |
| TC Cierre (CLP/USD) | 472,0 | 507,2 | 504,2 | 524,6 | 551,2 | 552,7 | 599,2 | 606,8 |