



4T15

Informe Trimestral

Conference Call Resultados 4T15

Fecha: Miércoles 03 de Febrero de 2016
 Hora: 11:00 AM Eastern Daylight Time
 13:00 PM Chile Time
 US Toll Free: 1 888 339.2688
 International Dial: +1 617 847.3007
 Password: 820 579 38

- **El EBITDA del cuarto trimestre del año 2015 (4T15) alcanzó US\$173,3 millones**, un 9% mayor que el EBITDA del 4T14 y un 4% menor que el del 3T15. En el 4T15 la generación hidroeléctrica aumentó un 8% respecto al 4T14, como resultado de un mejor período de deshielos y mayores afluentes. Por su parte, la generación hidroeléctrica aumentó un 33% respecto al 3T15. Sin embargo, el EBITDA 4T15 disminuye respecto del EBITDA 3T15 (US\$180,9 millones) debido a que el 3T15 incluyó un ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en Ene14 en la central Blanco (60 MW). Cabe destacar que el EBITDA del año 2015, de US\$583,3 millones es el más alto alcanzado por la compañía en su historia.
- Colbún reportó en el **4T15 una ganancia que alcanzó los US\$69,3 millones**, mayor que la pérdida de US\$59,1 millones el 4T14 y menor que la ganancia de US\$75,7 millones el 3T15. La mejora respecto del 4T14 se da principalmente por la provisión de la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones y por un mayor EBITDA. La menor ganancia respecto de 3T15 se explica por el ingreso no recurrente ya mencionado.
- En el marco de la internacionalización en nuevos mercados de América Latina, Colbún, a través de un consorcio donde participa con un 51% de la propiedad, compró la empresa **Fenix Power Perú S.A.** Dicha compañía cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW de capacidad instalada en Chilca, a 64 kilómetros al sur de Lima. Su participación de mercado es cercana al 9% en términos de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN). Colbún consolida la operación de Fenix a partir del día 18 de diciembre de 2015.
- **Análisis operaciones en Chile:**
 - El total de **ventas físicas de energía** bajo contrato en el 4T15 ascendió a 2,7 TWh, disminuyendo un 7% y 1% en relación al 4T14 y 3T15, respectivamente. La disminución se explica por el vencimiento en Abr15 del contrato con Conafe y por una menor demanda de clientes regulados.
 - La **generación total** en Chile alcanzó 2,8 TWh, disminuyendo en un 1% respecto al 4T14 y en 15% respecto al 3T15. En comparación con el 4T14, el 4T15 presentó una menor generación con carbón (-50%), dado por el mantenimiento mayor de la planta Santa María I y algunas indisponibilidades de la misma; esto fue compensado en parte por una mayor generación hidroeléctrica (+8%) y a gas natural (+8%). La disminución en generación respecto al 3T15, se explica por menor generación termoeléctrica (gas natural -77% y carbón -60%).
- **Análisis operaciones Perú*:**
 - La **generación térmica** a gas en Fenix alcanzó 605 GWh en el 4T15, lo que permitió que un 78% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia y se realizaron compras netas en el mercado spot por 346 GWh. La planta presentó alta disponibilidad, pero bajo despacho producto de los bajos costos marginales del período (US\$12/MWh medido en Santa Rosa).
- Al cierre del 4T15 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$1.061,4 millones**, una deuda neta de US\$1.174,2 millones y un **ratio de Deuda neta sobre EBITDA de 2,0 veces**.

Resumen

US\$ millones

	4T14	3T15	4T15	12M14	12M15	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	330,1	337,0	301,4	1.502,6	1.313,9	(9%)	(11%)	(13%)
EBITDA	159,0	180,9	173,3	536,6	583,3	9%	(4%)	9%
Ganancia de la controladora	(59,1)	75,7	71,9	82,3	204,7	-	(5%)	149%
Deuda Neta	1.166,7	964,5	1.174,2	1.166,7	1.174,2	1%	22%	1%
Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.913	2.741	2.707	11.941	11.053	(7%)	(1%)	(7%)
Ventas de energía contratada Perú (GWh)	676	787	775	2.408	3.002	15%	(2%)	25%
Generación total Chile (GWh)	2.855	3.270	2.792	12.862	12.646	(2%)	(15%)	(2%)
Generación total Perú (GWh)	572	856	605	1.513	3.621	6%	(29%)	139%

(*) El análisis presentado a continuación contempla períodos previos a la adquisición de Fenix de manera de entregar una visión global de la operación de la planta.

“El año hidrológico en Chile (Abr-Mar) iniciado en Abr15 comenzó con escasas precipitaciones en los primeros meses, las cuales se iniciaron tardíamente. Sin embargo, a partir de Jul15 las condiciones hidrológicas mejoraron considerablemente. Durante el 4T15 se produjo un aumento en la generación hidráulica y ERNC en el sistema, producto de un aumento de los caudales, propio de los deshielos, que sumado a una mayor disponibilidad de las centrales a carbón, implicaron un menor costo marginal promedio del sistema. Los costos marginales disminuyeron en un 59% en comparación al mismo trimestre del año anterior (US\$39/MWh-4T15 versus US\$94/MWh-4T14).”

Para los próximos meses, la compañía tiene ya asegurada la disponibilidad de gas natural para sus plantas eficientes en el SIC, aspecto relevante considerando que los próximos meses del año hidrológico corresponden habitualmente a períodos de menores afluentes y por lo tanto, a una menor generación hídrica. Recordar que se tienen contratos firmados con ENAP y METROGAS de mediano plazo, lo cual implicará para el 2016 una generación base del orden de 2.500 GWh con este tipo de combustible. También cabe destacar, que durante el 4T15 se confirmó la capacidad de regasificación a largo plazo para Colbún a partir del año 2019 en el marco de la licitación del proceso de Open Season de GNL Quintero.

En Dic15, dentro del proceso de internacionalización y crecimiento hacia nuevos mercados de América Latina, Colbún adquirió, en conjunto con dos socios, Fenix Power Perú S.A. Dicha compañía de generación cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW de capacidad instalada en el distrito de Chilca, 64 kilómetros al sur de Lima. Su participación de mercado es cercana al 9% en términos de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN).

Según el acuerdo alcanzado, Colbún tiene el 51% de Fenix Power Perú, actuando como socio controlador y operador, mientras que ADIA tiene el 36% y Sigma el 13%. Esta operación significó para Colbún un desembolso de aproximadamente US\$214 millones.

Adicionalmente, dentro del mismo marco de internacionalización, Colbún participó del proceso de compra del 57,6% de ISAGEN, perteneciente al gobierno colombiano. Tal como fue informado a inicios de Ene16, Colbún decidió no presentar oferta, dados los acotados plazos y considerando el aumento del precio mínimo de licitación en 21,5%.

En línea con los planes de crecimiento de la compañía, Colbún continuará impulsando su portafolio de proyectos locales y buscando nuevos mercados y activos en países de la región. En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (170 MW), Colbún espera re-ingresar un nuevo estudio de impacto ambiental sobre las adecuaciones al proyecto el año 2016.”



Central Fenix Power Perú S.A.

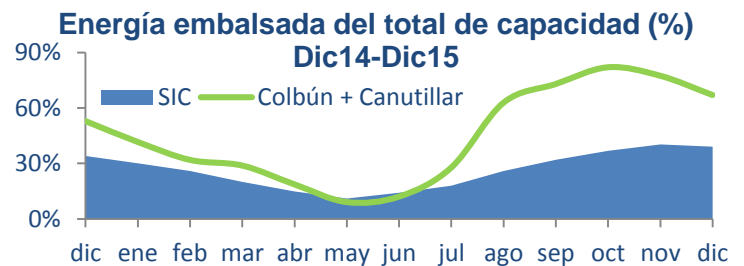
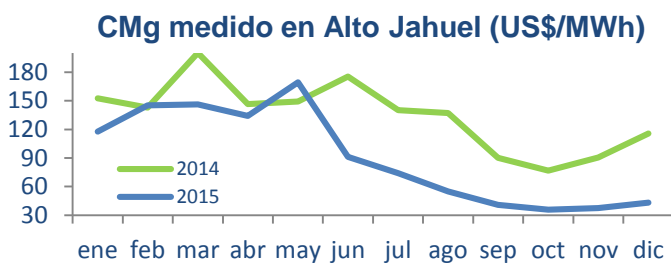
CONDICIONES DE MERCADO

CHILE

La generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) durante el cuarto trimestre de 2015 creció un 0,4% en comparación al 4T14, cifra que se compara negativamente con el crecimiento del 3T15 que alcanzó un 1,1%. La desaceleración en la demanda de energía eléctrica es un factor que ha estado presente durante el año y que se ha ido acentuando en los últimos meses. Recordar que la demanda se encuentra fuertemente relacionada con la actividad económica del país, la cual ha mostrado signos de debilitamiento.

Al comparar el 4T15 con el 4T14, el SIC experimentó una mayor generación hidroeléctrica (+10%), producto de un aumento de los caudales en el período de deshielo, que en conjunto con una mayor generación de ERNC (+17%), permitieron disminuir la participación del diésel en un -34% y del gas natural en un -64%. Lo anterior explica que los costos marginales alcanzaran valores significativamente menores (-59%). La participación por tecnología fue: **hidroelectricidad 62%, carbón 23%, gas natural 3%, diésel 1% y ERNC 11% (eólica 5%, solar 3%, otros 3%)**.

Por su parte, **el costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel disminuyó en un 59%** desde US\$94/MWh en el 4T14 a US\$39/MWh en el 4T15.

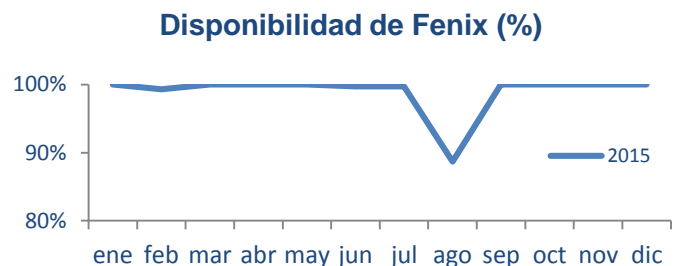
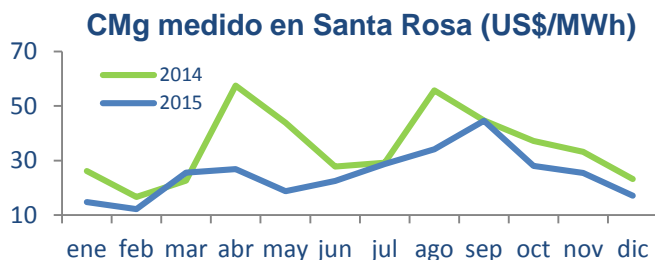


PERÚ

La generación en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) durante el 4T15 creció un 9,2% en comparación al 4T14, cifra que se compara positivamente con el crecimiento del 3T15 donde alcanzó un 6,4% (a/a).

La generación termoeléctrica en el SEIN experimentó un aumento de 15% durante el 4T15, en comparación con el 4T14, y un aumento del 5% en la energía hidroeléctrica, producto de la entrada de nuevos proyectos, pese a las peores condiciones hidrológicas presentadas. La participación por tecnología fue: **hidroelectricidad 50%, termoelectricidad 48% y Energía Renovables 2%**.

El costo marginal promedio del trimestre en el SEIN alcanzó valores acotados disminuyendo desde US\$18/MWh en el 4T14 a **US\$12/MWh en el 4T15**. Esta caída se explica principalmente porque pese al alto crecimiento de la demanda en el SEIN, el sistema presenta un exceso de capacidad eficiente.



VENTAS FÍSICAS

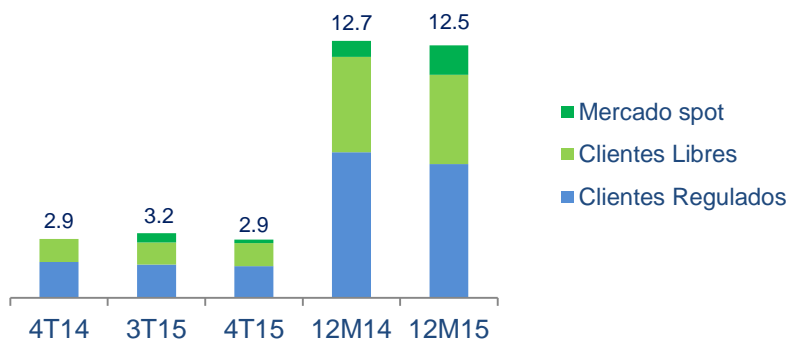
CHILE

Los **retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 4T15 alcanzaron 2.707 GWh**, un 7% y 1% menor a las ventas físicas bajo contrato del 4T14 y del 3T15 respectivamente, dado principalmente por la disminución en la demanda de clientes regulados para ambos trimestres, y adicionalmente en relación al 4T14 producto del vencimiento del contrato de Conafe en Abr15.

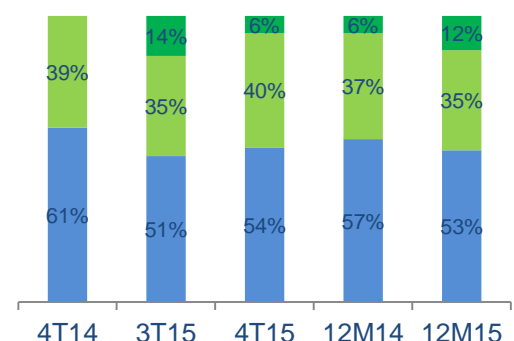
A su vez, las **ventas netas en el mercado spot alcanzaron 53 GWh**, que se compara con las compras netas del 4T14 (120 GWh) y con las ventas netas por 429 GWh del 3T15. Recordar que en el 4T14 parte de las compras sirvieron para suministrar el contrato a costo marginal de Codelco. Por su parte el 3T15 y dadas las condiciones del sistema, hubo una alta generación térmica con gas natural, que en conjunto con el resto de la generación, permitieron abastecer los contratos y vender en el mercado spot.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Dic15 alcanzaron 11.053 GWh, un 7% menor respecto a Dic14, explicado principalmente por la finalización del contrato de Conafe en Abr15 y de Codelco a costo marginal en Dic14, en conjunto con una menor demanda de clientes regulados y libres. Las ventas netas al mercado spot acumuladas a Dic15 totalizaron 1.328 GWh, más del doble respecto a Dic14. Sin embargo, cabe recordar que parte de estas ventas son acreditadas a Codelco.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)

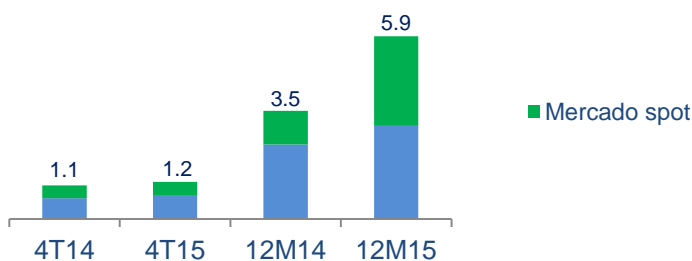


PERÚ

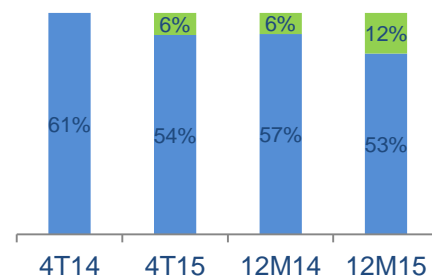
El análisis presentado a continuación contempla períodos previos a la adquisición de Fenix (18 de diciembre de 2015) de manera de entregar una visión más completa de la operación de la planta.

La planta Fenix Power Perú entró en operación comercial en Dic14, por lo que **los retiros físicos bajo contrato aumentaron en un 15% y un 25%** al comparar el 4T15/4T14 y acumulado Dic15/Dic14 respectivamente. Adicionalmente en términos acumulados, el año 2015 presentó ventas en el mercado spot por 524 GWh versus compras netas por 962 GWh del 2014. Cabe destacar que la compañía mantiene un contrato de energía con Termochilca, el cual dada sus características es contabilizado en Ventas al Mercado Spot y no como retiros a clientes bajo contrato (4T15: 160 GWh; 12M15: 628 GWh).

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

CHILE

En términos trimestrales la composición de generación de Colbún contó con una alta participación hidráulica, 2.285 GWh (82%), lo cual impacta favorablemente el mix de generación eficiente.

La generación total acumulada en 2015 de Colbún disminuyó un 1%, principalmente por menor generación diésel 244 GWh (-55%), hidroeléctrica 6.464 GWh (-3%) y carbón 2.405 GWh (-8%), en parte compensada por mayor generación con gas natural 3.421 GWh (+14%).

PERÚ

En términos trimestrales, la generación térmica a gas de la compañía alcanzó 605 GWh, un 6% mayor que al 4T14.

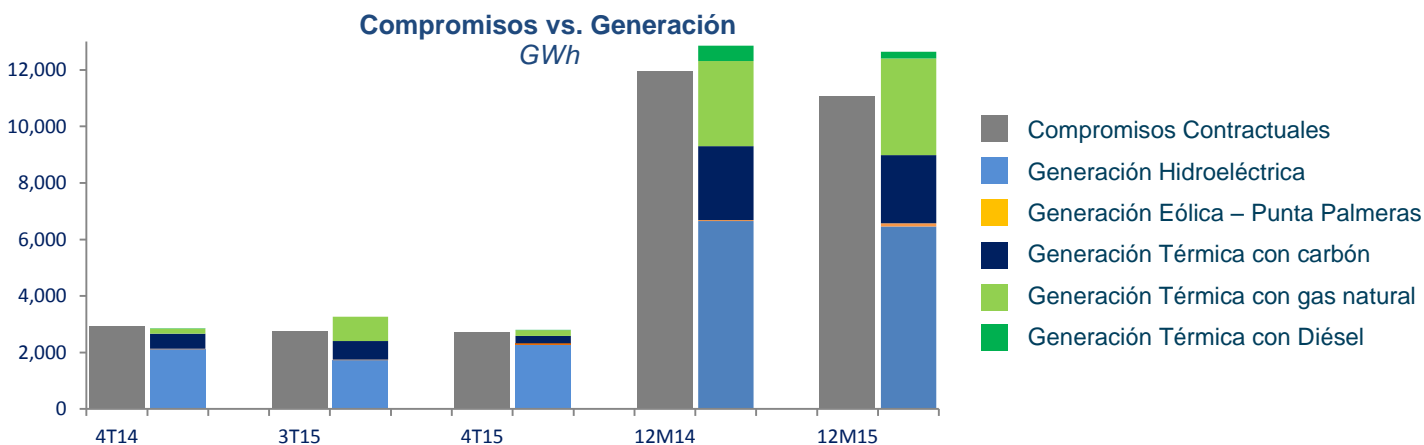
La generación total acumulada en 2015 de Fenix alcanzó 3.621 GWh, considerablemente mayor al comparar con Dic14. Recordar que la planta entró en operación comercial en Dic14. La generación anual permitió cumplir con el 100% de los compromisos, los cuales alcanzaron 3.002 GWh.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

CHILE

El mix de generación del 4T15 permitió que el **94% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente**: hidroeléctrica y carbón (vs. 91% del 4T14 y 87% del 3T15). El restante de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural, que considerando las condiciones comerciales negociadas por Colbún, es actualmente una fuente de generación de costo eficiente. Los tres trimestres expuestos denotan una política comercial adecuada a la capacidad de generación de la compañía.

En términos acumulados, **la generación base representó el 80% de los compromisos a Dic15**, mayor al 78% a Dic14. Si además se incorpora en el mix base de generación el gas natural, este porcentaje alcanza el 100%.



Balance Ventas Físicas vs. Generación en Chile

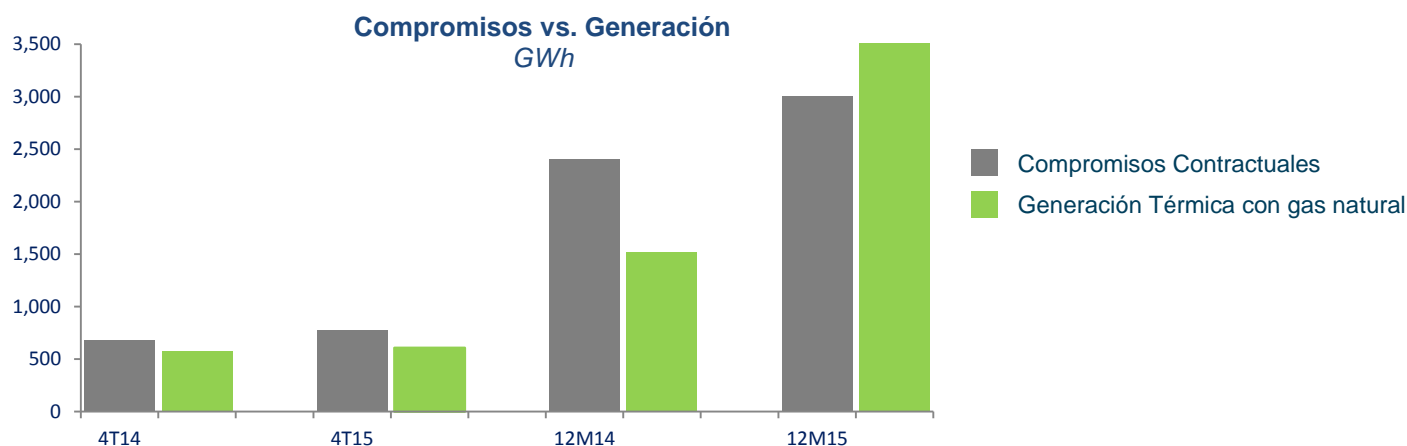
Cifras en GWh

	4T14	3T15	4T15	12M14	12M15	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ventas								
Clientes Regulados	1.765	1.636	1.557	7.204	6.625	(12%)	(5%)	(8%)
Clientes Libres	1.148	1.106	1.150	4.737	4.428	0%	4%	(7%)
Ventas al mercado spot	0	456	178	791	1.452	-	(61%)	84%
Total Ventas	2.913	3.197	2.885	12.731	12.505	(1%)	(10%)	(2%)
Generación								
Hidráulica	2.109	1.724	2.285	6.655	6.464	8%	33%	(3%)
Térmica Gas	189	868	204	3.011	3.421	8%	(77%)	14%
Térmica Diésel	3	0	1	546	245	(64%)	-	(55%)
Térmica Carbón	527	651	263	2.623	2.405	(50%)	(60%)	(8%)
Eólica - Punta Palmeras	27	27	39	27	111	44%	44%	313%
Total Generación Propia	2.828	3.270	2.792	12.835	12.646	(1%)	(15%)	(1%)
Compras de energía (mercado spot)	120	0	124	144	124	4%	-	(14%)
Ventas - Compras mercado spot	(120)	456	54	647	1.328	-	(88%)	105%

PERÚ

El mix de generación del 4T15 permitió que un 78% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia y se realizaron compras netas en el mercado spot por 188 GWh. Como fue mencionado, el costo marginal promedio del trimestre en Santa Rosa alcanzó un valor acotado de US\$12/MWh.

Por su parte, **la generación anual permitió cumplir con el 100% de los compromisos bajo contrato.**

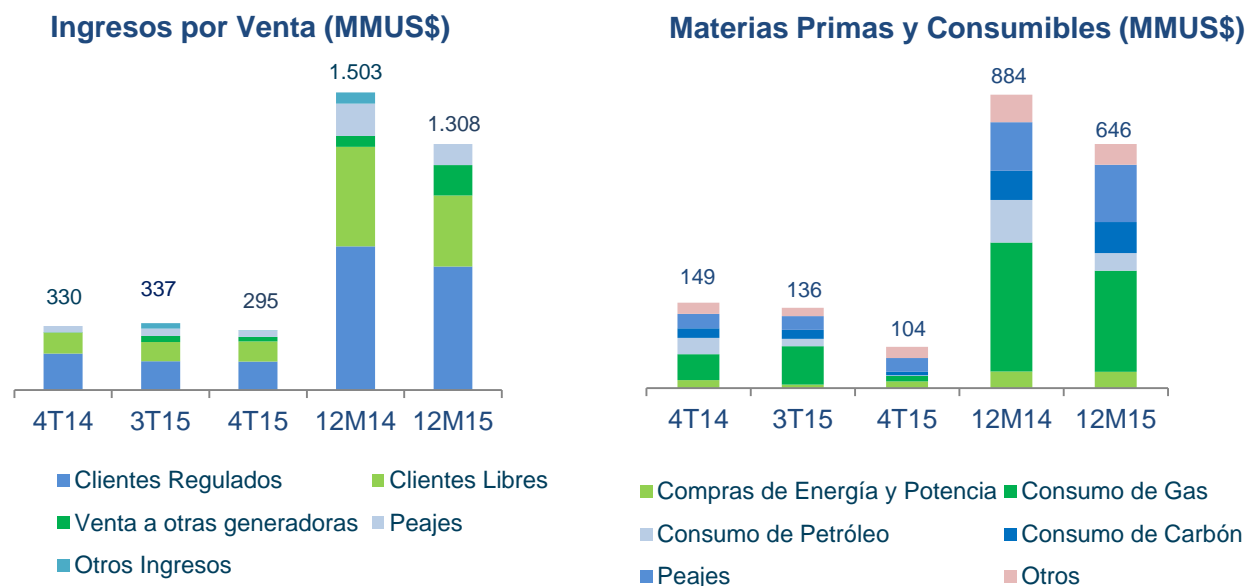


Balance Ventas Físicas vs. Generación en Perú

Cifras en GWh

	4T14	3T15	4T15	12M14	12M15	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ventas								
Clientes bajo contrato	676	787	775	2.408	3.002	15%	(2%)	25%
Ventas al mercado spot	409	692	423	1.083	2.885	3%	(39%)	166%
Total Ventas	1.085	1.479	1.197	3.491	5.887	10%	(19%)	69%
Generación								
Térmica Gas	572	856	605	1.513	3.621	6%	(29%)	139%
Total Generación Propia	572	856	605	1.513	3.621	6%	(29%)	139%
Compras de energía (mercado spot)	530	644	611	2.046	2.361	15%	-	15%
Ventas - Compras mercado spot	(120)	47	(188)	(962)	524	57%	-	-

ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL CHILE



Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T15 ascendieron a US\$295,2 millones**, disminuyendo un 11% respecto al 4T14, principalmente por menores ingresos de clientes bajo contrato, explicado por un menor precio de clientes regulados (dado principalmente por una disminución en los indexadores asociados a combustibles) y por una menor demanda regulada (vencimiento de Conafe en Abr15), efectos que fueron parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot. Los ingresos disminuyen en un 12% respecto a los US\$337,0 millones en el 3T15 producto principalmente de una disminución en los retiros de los clientes regulados.

En términos acumulados los Ingresos de actividades ordinarias a Dic15 ascendieron a US\$1.307,6 millones, disminuyendo un 13% respecto a Dic14, principalmente por un menor precio en clientes libres cuyo mayor efecto está dado por el vencimiento del contrato con Codelco a costo marginal en Dic14, el cual fue reemplazado por otro contrato con el mismo cliente a precio de largo plazo. Este nuevo contrato contempla la comercialización por parte de Colbún de una porción del suministro contratado por Codelco, cuyo margen se acredita en la facturación al cliente. Dicho monto se reconoce simultáneamente como ventas a otras generadoras. La disminución en ingresos también se explica por un menor volumen de ventas (menor demanda y vencimiento del contrato con Conafe en Abr15) y un menor precio de parte de los clientes regulados (dado principalmente por una disminución en los indexadores asociados a combustibles y en menor medida por la depreciación del tipo de cambio).

Por su parte, cabe mencionar que la línea "Otros Ingresos" disminuyó en US\$23,9 millones. 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 ese año. En cambio, el valor a Dic15 incluye un ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en Ene14 en la central Blanco (60 MW).

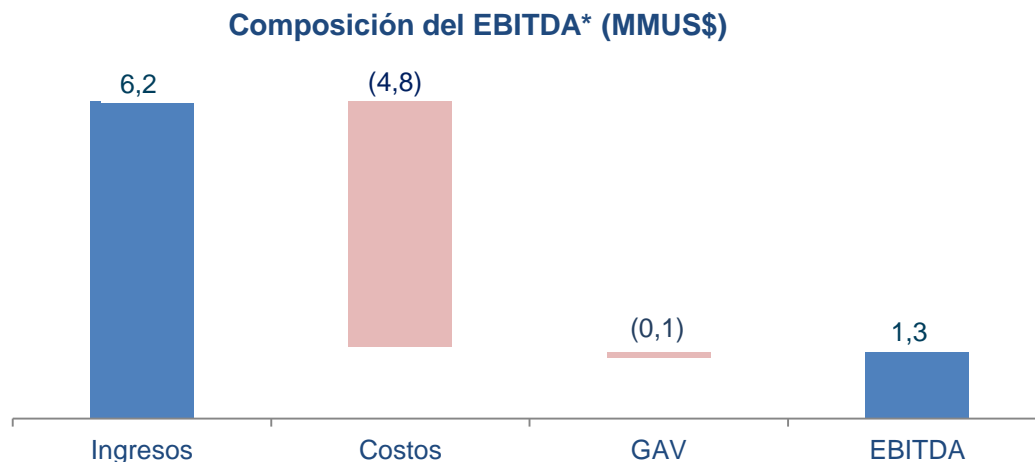
Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron un 34% respecto al 4T14** explicado principalmente por un menor costo de combustibles (-47%), menores compras de energía y potencia (pese a presentar similar valor de compras físicas, el costo marginal disminuyó 59%) y menor valor "Otros" producto de que el 4T14 registraba provisiones que tienen su origen en diferencias relacionadas a suministros pactados con clientes. Los costos de materias primas disminuyen en un 27% respecto al 3T15 explicado por un menor consumo (-69%) y generación (-69%) con combustibles fósiles.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles disminuyeron un 27%, principalmente explicado por menor costo de combustibles, los cuales descendieron un 31%.

El EBITDA aumentó un 8% en relación al 4T14 y en términos acumulados alcanzando US\$172,0 millones y US\$582,1 millones respectivamente. Ambos aumentos se explican por un mejor mix de generación y menores costos de combustibles. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue

más eficiente, reflejando la disminución del precio de los *commodities* en los mercados internacionales y la mejora en las condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural. El EBITDA del trimestre disminuye un 5% al comparar con el 3T15 dado principalmente por la indemnización de seguro asociado a la central Blanco ya mencionada.

ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL PERÚ



(*): Comprende el período desde el 18 de diciembre de 2015 hasta el cierre de trimestre.

Los **Ingresos de actividades ordinarias post adquisición correspondiente al 4T15 ascendieron a US\$6,2 millones**, en su mayor parte proveniente de ventas a clientes bajo contratos.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados fueron US\$4,8 millones, principalmente por consumo de gas y costos de peajes.

El **EBITDA de este período alcanzó US\$1,3 millones**.

RESULTADO NO OPERACIONAL A NIVEL CONSOLIDADO

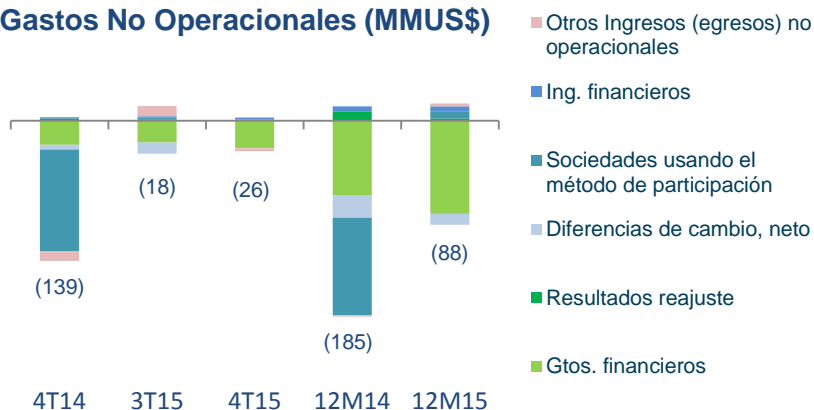
El **Resultado fuera de Operación del 4T15 registró una pérdida por US\$25,6 millones**, menores a las pérdidas de US\$138,7 millones del 4T14 y mayores a las pérdidas de US\$18,4 millones del 3T15. La diferencia en relación al mismo período del año anterior se explica porque el 4T14 registra una provisión por deterioro de la participación en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones. El mayor gasto del 4T15 en comparación al 3T15 se explica principalmente porque el 3T15 incorpora en la línea "Otros", un ingreso por US\$11,5 millones a consecuencia de la indemnización por el daño físico del seguro asociado al siniestro en Ene14 en la central Blanco (60 MW).

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic15 presenta una menor pérdida, que se explica principalmente por el efecto de la provisión mencionada anteriormente (US\$102,1 millones), en parte compensada por un mayor gasto financiero dado tanto por un mayor nivel de deuda bruta promedio durante el año, como por una menor activación de gastos financieros, luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14.

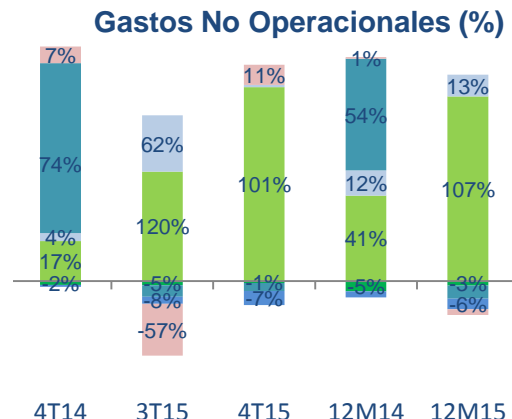
El **gasto por impuestos del 4T15 ascendió a US\$28,1 millones**, que se compara con el gasto por impuestos de US\$31,4 millones del 4T14. La disminución se explica principalmente por una mayor inflación, y la resultante mayor corrección monetaria que reduce la base imponible. Recordar que en el 4T14 la provisión de HidroAysén no tuvo efectos para el cálculo de impuestos. El gasto por impuestos disminuye un 16% en comparación con el 3T15 producto principalmente de un menor resultado antes de impuestos.

El gasto por impuestos en términos acumulados a Dic15 alcanzó US\$99,6 millones vs. gastos por impuestos de US\$87,4 millones a Dic14. El mayor gasto se explica por un incremento en el resultado antes de impuestos en 2015, un aumento de la tasa impositiva y por la mayor depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Dic15 que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos (depreciación acumulada de 17% a Dic15 versus 16% a Dic14). Cabe mencionar que a contar del 1 de enero de 2016 la compañía ha sido autorizada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) para adoptar el dólar como moneda para su contabilidad tributaria.

Gastos No Operacionales (MMUS\$)



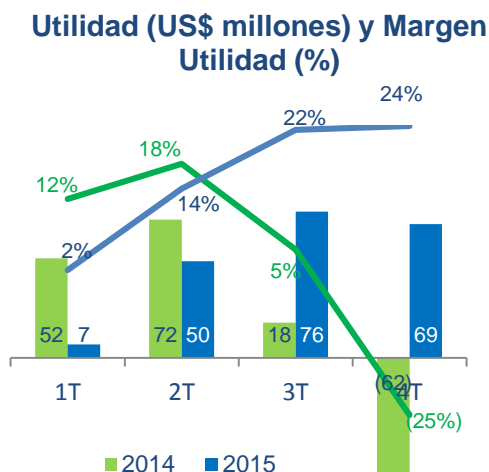
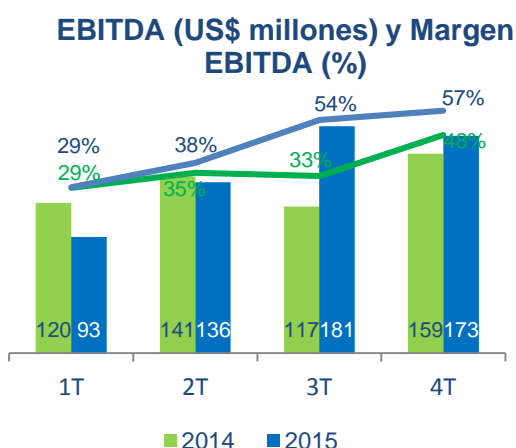
Gastos No Operacionales (%)



ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD CONSOLIDADA

El **EBITDA del 4T15 ascendió a US\$173,3 millones**, un 9% mayor que el EBITDA de US\$159,0 millones del 4T14 y un 4% menor que el EBITDA de US\$180,9 millones del 3T15. El 4T15 presentó condiciones hidrológicas más favorables respecto al 4T14. Por su parte, excluyendo el ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro recibido en el 3T15, el EBITDA del 4T15 aumenta en un 10% en comparación al 3T15. El incremento se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica propia del período del año.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic15 alcanzó US\$583,3 millones, mayor a los US\$536,6 millones a Dic14. Pese a que la generación hidroeléctrica durante el año fue menor que en 2014, la disminución en el costo de generación térmica y la mayor generación térmica a gas natural más que compensó la menor producción hídrica. Finalmente, durante el año 2015 la disponibilidad de las centrales alcanzó un valor de 92%, similar al año 2014.



La Compañía presentó en el 4T15 una **ganancia de US\$69,3 millones**, mayor que la pérdida de US\$59,1 millones del 4T14 dado por la provisión en HidroAysén que afectó al 4T14 y a un mayor EBITDA. Adicionalmente, la ganancia del 4T15 disminuye en comparación a los US\$75,7 millones del 3T15. Pese a que el trimestre presentó un mejor mix de generación, la disminución se explica por las compensaciones de seguros registrados en el 3T15 (del orden de US\$33,0 millones).

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia de US\$202,1 millones, que se compara positivamente con la ganancia de US\$82,3 millones de igual período del año anterior, principalmente por la provisión de HidroAysén ya mencionada y por un mayor EBITDA.

Detalle del EBITDA Consolidado

US\$ millones

	4T14	3T15	4T15	12M14	12M15	Variación		
						T/T	A/A	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	330,1	337,0	301,4	1.502,6	1.314,0	(11%)	(9%)	(13%)
Ventas a Clientes Regulados	183,5	144,3	142,9	724,6	623,5	(1%)	(22%)	(14%)
Ventas a Clientes Libres	106,8	96,8	101,5	502,1	357,7	5%	(5%)	(29%)
Ventas en el mercado Spot	0,1	31,3	22,6	55,9	153,5	(28%)	19451%	174%
Peajes	37,8	37,9	33,1	163,2	146,5	(13%)	(12%)	(10%)
Otros ingresos	1,9	26,7	1,4	56,7	32,7	(95%)	(25%)	(42%)
Materias primas y consumibles utilizados	(149,0)	(136,0)	(103,5)	(883,7)	(646,0)	(24%)	(31%)	(27%)
Peajes	(40,3)	(34,5)	(34,5)	(161,9)	(142,8)	(0%)	(14%)	(12%)
Compras de Energía y Potencia	(29,1)	(10,4)	(17,1)	(70,9)	(41,2)	65%	(41%)	(42%)
Consumo de Gas	(18,7)	(48,8)	(13,3)	(341,6)	(253,4)	(73%)	(29%)	(26%)
Consumo de Petróleo	(3,3)	(1,5)	(2,0)	(109,8)	(44,1)	32%	(39%)	(60%)
Consumo de Carbón	(19,3)	(20,4)	(8,4)	(92,4)	(77,6)	(59%)	(56%)	(16%)
Otros Costos	(38,4)	(20,4)	(28,2)	(107,0)	(86,8)	38%	(26%)	(19%)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(22,0)	(20,1)	(24,6)	(82,3)	(84,6)	23%	12%	3%
EBITDA	159,0	180,9	173,3	536,6	583,3	(4%)	9%	9%

PLAN DE CRECIMIENTO

Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento tanto térmico eficiente como proveniente de fuentes renovables que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

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

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

A continuación se explica el status de los proyectos que se encuentra desarrollando la Compañía:

	La Mina	Sta. María II	San Pedro
Descripción	Mini Hidro	Carbón	Hidro-Embalse
Capacidad (MW)	34	350	160-170
GWh/año esperado	191	2.500	950



Sitio de Emplazamiento Proyecto La Mina

Proyectos en Construcción

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

En el mes de Ene15 se dio inicio a la construcción del proyecto, cuyo avance alcanzado durante el año 2015 es equivalente a un 46%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el año 2015 se puede mencionar el inicio de los hormigones de la casa de Casa de Maquinas, el montaje de los Difusores y el término de los hormigones de la Barrera Móvil. La construcción de la Línea La Mina Loma Alta se inició en Nov15 y su avance hasta diciembre es de un 11,9%, el cual está de acuerdo a lo planificado.

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

Proyectos en Desarrollo

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

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

▪ **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (160-170 MW):** El proyecto central hidroeléctrica San Pedro se ubica a unos 25 km. al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas en el proyecto, éste tendrá un caudal de diseño estimado de 460 m³/s (+ 10% con sobre apertura) y una capacidad instalada aproximada entre 160 – 170 MW para una generación anual de 950 GWh en condiciones hidrológicas normales. La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá prácticamente constante, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central no se verá alterado por su operación.

En Jun15 se hace el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al Proyecto, el cual es admitido inicialmente a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Los Ríos. Sin embargo, en Ago15, la autoridad terminó anticipadamente el proceso por falta de información esencial, lo cual fue confirmado luego que la compañía presentara un recurso de reposición con nuevos antecedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía se encuentra analizando las observaciones de los servicios públicos, con el objeto de recopilar y preparar los antecedentes necesarios que permitan dar una respuesta oportuna y técnicamente fundada a la información requerida por la autoridad. En paralelo, se desarrolla un plan de reuniones de aclaraciones y aprendizajes con los municipios, servicios públicos y autoridades regionales, además de comunidades indígenas, entre otros grupos de interés, con el objetivo de reingresar el proyecto durante el año 2016.

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

Las principales actividades realizadas hasta la fecha se relacionan con las negociaciones por las servidumbres de la línea.

▪ **Proyectos de ERNC (Energías Renovables No Convencionales):**

La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación renovable no convencional, estableciéndose como meta que al año 2025 un 20% provenga de este tipo de tecnologías.

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

Durante el segundo semestre del año 2015 se creó el Área de Energías Renovables con dedicación exclusiva al desarrollo y estudio de la participación en proyectos de generación de tecnologías principalmente solar y eólica sin descartar otras fuentes ERNC.

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

Sin perjuicio de la natural incertidumbre sobre los plazos y contenidos de las resoluciones de las instancias judiciales a las cuales HidroAysén ha recurrido así como los lineamientos, condiciones o eventuales reformulaciones que los procesos que está conduciendo el gobierno sobre política energética de largo plazo y de planificación territorial de cuencas determinen en relación al desarrollo del potencial hidroeléctrico de Aysén, Colbún S.A. ha reiterado su convencimiento que los derechos de aguas vigentes, las solicitudes de derechos de agua adicionales, la resolución de calificación ambiental, las concesiones, los estudios de terreno, la ingeniería, las autorizaciones y los inmuebles del proyecto son activos adquiridos y desarrollados por la empresa durante los últimos ocho años al amparo de la institucionalidad vigente y conforme a estándares internacionales técnicos y ambientales.

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

- **Otros:** La compañía ha continuado realizando estudios de pre-factibilidad técnica, económica y ambiental y estudios de factibilidad para proyectos hidroeléctricos, que utilizarían derechos de agua que Colbún posee en la Región del Maule. Además, se trabaja en el desarrollo de opciones para adquirir de forma directa gas natural desde el mercado internacional.

HECHOS RELEVANTES

- El día 18 de diciembre Colbún, a través de un consorcio donde participa con un 51% de la propiedad, compró la empresa **Fenix Power Perú S.A.** Dicha compañía cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW de capacidad instalada en Chilca, a 64 kilómetros al sur de Lima. Su participación de mercado es cercana al 9% en términos de generación del Sistema Eléctrico Interconectado de Perú (SEIN).
- En el marco del proceso de **Open Season** donde GNL Quintero licitó parte de la capacidad de regasificación asociada a la expansión de dicho Terminal de regasificación de gas ubicado en Quintero, Colbún obtuvo una reserva de capacidad en la licitación la cual fue confirmada en el mes de Dic15. Actualmente la compañía está realizando un proceso de licitación de proveedores de gas. La participación de la Compañía en el mencionado proceso es parte de su estrategia de largo plazo para utilizar su capacidad instalada de generación eléctrica en base a gas natural y contribuir a un suministro de energía competitiva, segura y sustentable.
- El 22 de diciembre el Directorio acordó distribuir un **dividendo provisorio** con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre 2015, por la cantidad de US\$0,002260 por acción. El pago de dividendo se realizó a contar del día 6 de enero de 2016.
- A contar del 01/01/2016 la compañía ha sido autorizada por el **Servicio de Impuestos Internos (SII)** para adoptar el dólar como moneda para su contabilidad tributaria.
- El proceso de venta de la participación del 57% de **ISAGEN**, del cual era dueño el gobierno colombiano, fue reactivado a fines del mes de Dic15 con fecha de presentación de oferta para el día 13 de enero de 2016. En Ene16, Colbún informó que debido a los nuevos plazos establecidos por la autoridad para la presentación de la oferta y también en parte por el aumento del precio mínimo en un 21,5%, no está en condiciones de presentar oferta. Cabe destacar que el proceso de licitación se llevó a cabo en los términos y plazos establecidos.



Vista Panorámica Fenix Power Perú

ANÁLISIS DE BALANCE CONSOLIDADO

Balance Resumido

US\$ millones

	4T 14	3T 15	4T 15	Variación	
				A/A	T/T
Activos Corrientes	1.261,8	1.384,3	1.365,8	104,0	(18,5)
Efectivo y equivalentes al efectivo*	832,8	1.090,6	1.061,4	228,6	(29,2)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	243,7	160,4	166,6	(77,1)	6,2
Activos por impuestos, corrientes	38,6	20,6	8,6	(30,0)	(11,9)
Otros activos corrientes	146,7	112,7	129,1	(17,6)	16,4
Activos No Corrientes	5.112,2	5.054,4	5.787,4	675,2	733,0
Propiedades, planta y equipo	4.956,2	4.891,1	5.602,6	646,4	711,5
Otros activos no corrientes	156,0	163,3	184,8	28,8	21,5
Total Activos	6.374,0	6.438,6	7.153,2	779,2	714,5
Pasivos corrientes	258,3	201,8	707,8	449,5	506,0
Pasivos no corrientes	2.777,7	2.766,3	2.778,2	0,6	11,9
Patrimonio total	3.338,0	3.470,5	3.667,1	329,1	196,6
Patrimonio Controladora	3.338,0	3.470,5	3.463,5	125,5	(7,0)
Interés Minoritario	-	-	203,6	203,6	203,6
Total Patrimonio y Pasivos	6.374,0	6.438,6	7.153,2	779,2	714,5

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

Efectivos y Equivalentes al efectivo: Alcanzó US\$1.061,4 millones, un aumento respecto al 4T14 explicado principalmente por los flujos generados en las actividades de la operación durante el período, en parte compensado por la adquisición de Fenix, que implicó un desembolso de US\$214 millones, el pago de dividendos, intereses e inversiones en propiedades, plantas y equipos (principalmente proyecto La Mina). El efectivo y equivalente disminuye en relación al 3T15 producto de la adquisición ya mencionada, en parte compensado por los flujos generados en el período.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: Alcanzó US\$166,6 millones, disminuyendo 33% y aumentando 4% en relación al saldo existente al 4T14 y al 3T15 respectivamente. La disminución se explica principalmente por el uso de créditos fiscales asociados a impuestos por recuperar. Por su parte, el aumento está dado principalmente por la consolidación de Fenix que agrega US\$49,3 millones en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: Registró un saldo de US\$5.602,6 millones al cierre del 4T15, aumentando con respecto al 4T14 (+13%) y al 3T15 (+15%). Este aumento se explica principalmente por la incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos de Fenix que registran un valor de US\$734,4 millones.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$707,8 millones al término del año 2015, lo cual implicó un aumento de US\$449,5 millones y US\$506,0 millones en relación al 4T14 y 3T15 respectivamente. Esta variación se explica principalmente por la incorporación de la deuda bancaria de Fenix (US\$362,0 millones), con vencimiento en el 1T16 y cuyo refinanciamiento ya se encuentra comprometido.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.778,2 millones al cierre de Dic15, manteniéndose en línea en comparación al 4T14 y al 3T15. Si bien hubo una disminución en las obligaciones financieras en relación al 4T14 ya que fueron traspasadas al corto plazo, esto fue compensado por la incorporación de los pasivos no corrientes de Fenix (US\$64,5 millones) y un mayor registro de impuestos diferidos, producto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ (16,0%) dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

Patrimonio: La compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.667,1 millones un 10% y 6% superior al cierre del 4T14 y 3T15 respectivamente. Este aumento se debe al interés minoritario producto de la participación de socios en Fenix Power Perú. Adicionalmente, el patrimonio de la controladora aumentó por las utilidades acumuladas registradas en el período Ene15-Dic15, compensado en parte por el dividendo provisorio registrado en Dic15 (US\$39,6 millones).

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO CONSOLIDADAS

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

	4T14	3T15	4T15	Variación	
				A/A	T/T
Deuda Financiera Bruta	1.893,9	1.870,7	2.235,6	341,8	364,9
Deuda Fenix Power**	0,0	0,0	377,7	377,7	377,7
Inversiones Financieras*	832,8	1.090,6	1.061,4	228,6	(29,2)
EBITDA LTM	536,6	569,0	583,3	46,7	14,3
Deuda Neta	1.061,1	780,1	1.174,2	113,2	394,1
Deuda Neta / EBITDA LTM	2,0	1,4	2,0	0,0	0,6
Razón de Endeudamiento (%)	91%	86%	101%	9,2%	15,1%
Pasivos Corto Plazo (%)	9%	7%	20%	11,4%	13,5%
Cobertura Gastos Financieros	3,2	2,9	4,3	1,1	1,4
Rentabilidad Patrimonial (%)	2,3%	2,0%	5,8%	3,5%	3,7%
Rentabilidad del Activo (%)	1,3%	1,1%	3,0%	1,7%	1,9%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	7,1%	7,6%	7,4%	0,3%	(0,2%)

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

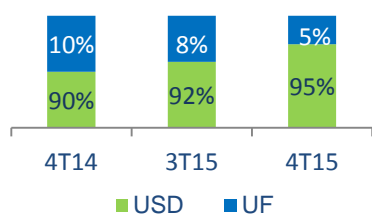
(**) Deuda sin recurso a Colbún. El monto incluye una deuda bancaria de US\$362,0 millones y un leasing financiero de US\$15,7 millones.

La deuda financiera alcanzó US\$2.235,6 millones, aumentando un 18% y 20% en relación al 4T14 y 3T15 respectivamente, producto de la consolidación de la deuda que mantiene Fenix Power Perú (US\$377,7 millones). Por su parte, las inversiones financieras aumentaron en US\$228,6 millones al comparar con el 4T14 producto del flujo generado en el período, compensado por la adquisición de Fenix y los proyectos que está llevando a cabo la compañía; y disminuyeron US\$29,2 millones en el último trimestre explicado por la adquisición ya mencionada. Dado lo anterior en relación al 4T14, la Deuda Neta aumentó en un 11%, el EBITDA LTM (últimos 12 meses) aumentó un 9%, consecuentemente el **ratio Deuda Neta/EBITDA LTM no tuvo variaciones alcanzando un valor de 2,0 veces.**

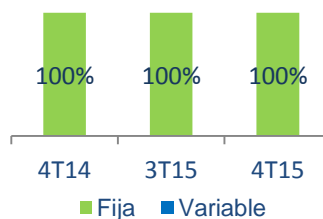
La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de 4,6 años.

La **tasa promedio** de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de 5,08%.

Deuda por Moneda*

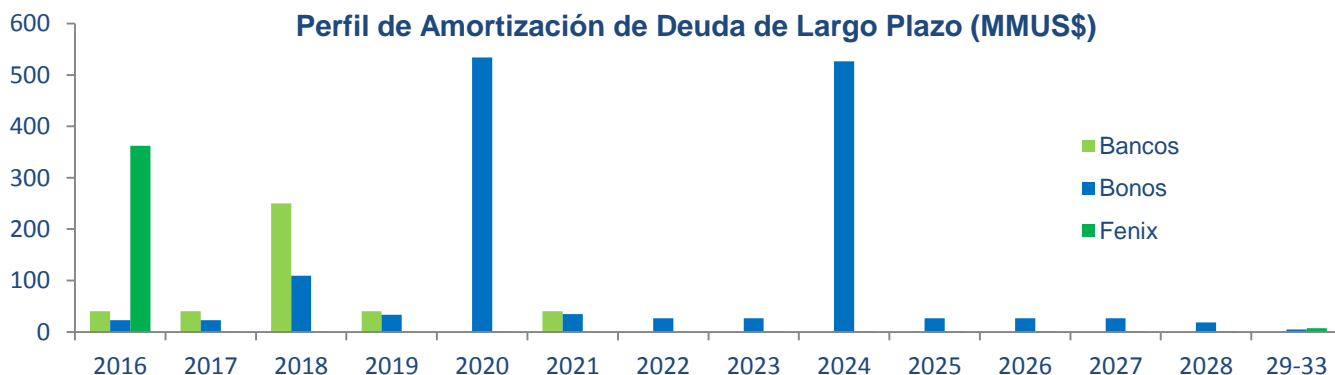


Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

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



FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO

Flujo de Efectivo

US\$ millones

	4T14	3T15	4T15	12M14	12M15	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Efectivo y equivalentes al principio del periodo (1)	878,3	912,5	1.090,6	260,4	832,8	212,3	178,1	572,4
Flujo Efectivo de actividades de operación	166,8	235,1	229,1	595,6	698,8	62,3	(6,0)	103,2
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(184,0)	(29,0)	(31,8)	116,7	(169,6)	152,2	(2,8)	(286,3)
Flujo Efectivo de actividades de inversión (2) (3)	(33,9)	(22,8)	(225,0)	(121,0)	(293,8)	(191,1)	(202,2)	(172,8)
Flujo Neto del Periodo	(51,1)	183,3	(27,7)	591,3	235,3	23,4	(210,9)	(356,0)
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	5,6	(5,1)	(1,5)	(18,8)	(6,7)	(7,1)	3,6	12,1
Efectivo y equivalentes al final del periodo (1)	832,8	1.090,6	1.061,4	832,8	1.061,4	228,6	(29,2)	228,6

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

(2) El "Flujo de Efectivo de Inversión" difiere del de los Estados Financieros, ya que no incorpora el monto asociado a depósitos a plazo con vencimiento superior a 90 días.

(3) El flujo de inversión de 12M15 y del 4T15 incluye el saldo de caja aportado de Fenix Power Perú por US\$11.4 millones.

Durante el 4T15, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$27,7 millones**, menor al valor de igual período del año pasado. Por su parte, el 3T15 presentó un flujo neto positivo de US\$183,3 millones. En términos acumulados, en el 2015 se generó un flujo de efectivo positivo neto menor que 2014.

Actividades de la operación: Durante el 4T15 se generó un flujo neto positivo de US\$229,1 millones, 37% mayor que el 4T14, explicado principalmente por el mayor resultado operacional dado el mejor mix de generación de la compañía. El flujo del 3T15 se mantiene relativamente en línea con el 4T15.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$698,8 millones a Dic15, 17% mayor que a Dic14 cuya explicación también se debe a los resultados registrados durante el período.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$31,8 millones durante el 4T15, que se compara con el flujo neto negativo de US\$184,0 millones al 4T14 y con el flujo neto negativo de US\$29,0 al 3T15. El flujo de este trimestre y del 3T15 está asociado al pago de intereses y amortizaciones. El mayor flujo negativo del 4T14 está asociado al prepago de un crédito bancario internacional en Oct14 por US\$150 millones. En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$169,6 millones a Dic15, menor al comparar con el flujo neto positivo de US\$116,7 millones a Dic14. Los flujos del año 2015 se explican por pago de intereses y amortizaciones. Por su parte, el flujo del año 2014 se explica la emisión de un bono internacional 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\$225,0 millones durante el 4T15, mayor que el desembolso de US\$33,9 millones al 4T14 y de US\$22,8 millones al 3T15. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados a la adquisición de la compañía Fenix Power Perú y a desembolsos en relación al proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14. Recordar que la valorización de la empresa Fenix alcanzó US\$786 millones, a lo que descontando la deuda de la compañía, consideraron un aporte de efectivo de US\$420,5 millones, de los cuales Colbún desembolsó un 51% correspondiéndole un aporte de US\$214 millones.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$293,8 millones a Dic15, mayor al mismo período del año pasado, explicado por las mismas razones ya señaladas en términos trimestrales.

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 Chile

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Total
Ventas										
Cientes Regulados (GWh)	1.751	1.838	1.849	1.765	7.204	1.734	1.699	1.636	1.557	6.625
Cientes Libres (GWh)	1.233	1.159	1.197	1.148	4.737	1.048	1.125	1.106	1.150	4.428
Ventas al mercado spot (GWh)	219	425	147	0	791	332	486	456	178	1.452
Total Ventas (GWh)	3.203	3.422	3.193	2.913	12.731	3.113	3.309	3.197	2.885	12.505
Potencia (MW)	1.750	1.677	1.717	1.659	1.701	1.593	1.584	1.585	1.509	1.556
Generación										
Hidroeléctrica (GWh)	1.109	1.621	1.816	2.109	6.655	1.098	1.358	1.724	2.285	6.464
Térmica Gas (GWh)	1.357	929	536	189	3.011	1.147	1.202	868	204	3.421
Térmica Diesel (GWh)	96	231	216	3	546	141	102	0	1	245
Térmica Carbón (GWh)	706	718	672	527	2.623	792	699	651	263	2.405
Eólica - Punta Palmeras	-	-	-	27	27	18	28	27	39	111
Total Generación Propia (GWh)	3.268	3.499	3.240	2.855	12.862	3.195	3.388	3.270	2.792	12.646
Compras de energía mercado spot (GWh)	0	0	24	120	144	0	0	0	124	124
Ventas - Compras mercado spot	219	425	123	(120)	647	327	486	456	53	1.328

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2014		2015					
	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Cifras Post Adquisición	Total
Ventas								
Clientes Bajo Contrato (GWh)	676	2.408	676	763	787	775	94	3.002
Ventas al mercado spot (GWh)	409	1.083	861	910	692	423	30	2.885
Total Ventas (GWh)	1.085	3.491	1.537	1.673	1.479	1.197	124	5.886
Potencia (MW)	408	388	628	556	558	559	560	557
Generación								
Térmica Gas (GWh)	572	1.513	1.056	1.105	856	605	52	3.621
Total Generación Propia (GWh)	572	1.513	1.056	1.105	856	605	52	3.621
Compras de energía mercado spot (GWh)	530	2.046	510	596	644	611	75	2.361
Ventas - Compras mercado spot	(120)	(962)	351	314	47	(188)	(44)	524

Anexo 3 Estado de Resultado Consolidado

Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Total
Ingresos de actividades ordinarias	413,2	408,0	351,2	330,1	1.502,6	317,0	358,5	337,0	301,4	1.313,9
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(275,4)	(245,6)	(213,8)	(149,0)	(883,7)	(205,2)	(201,3)	(136,0)	(103,5)	(646,0)
MARGEN BRUTO	137,9	162,4	137,5	181,0	618,9	111,8	157,2	201,0	197,9	667,9
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(18,1)	(21,6)	(20,5)	(22,0)	(82,3)	(19,1)	(20,8)	(20,1)	(24,6)	(84,6)
Depreciación y amortización	(42,0)	(46,2)	(46,3)	(47,9)	(182,4)	(47,5)	(48,4)	(48,9)	(50,2)	(194,9)
RESULTADO DE OPERACIÓN*	77,8	94,6	70,6	111,1	354,2	45,3	88,0	132,0	123,1	388,4
EBITDA	119,8	140,8	117,0	159,0	536,6	92,8	136,4	180,9	173,3	583,3
Ingresos financieros	1,5	1,2	1,7	1,2	5,6	1,0	1,1	1,4	2,0	5,5
Gastos financieros	(10,6)	(18,9)	(22,2)	(24,2)	(76,0)	(22,2)	(22,7)	(22,2)	(23,5)	(90,5)
Resultados por unidades de reajuste	2,4	3,3	1,0	2,4	9,1	0,1	1,2	0,9	0,3	2,4
Diferencias de cambio	(8,9)	(4,3)	(4,4)	(4,9)	(22,4)	0,4	0,1	(11,4)	(0,3)	(11,2)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,3	1,6	1,0	(103,2)	(99,3)	1,5	1,7	2,3	1,1	6,6
Otros ingresos/(egresos) no operacionales	7,7	(0,6)	1,6	(10,0)	(1,4)	(0,9)	(3,9)	10,5	(5,3)	0,5
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(6,6)	(17,8)	(21,3)	(138,7)	(184,5)	(20,2)	(22,4)	(18,4)	(25,6)	(86,7)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	71,2	76,8	49,3	(27,6)	169,7	25,1	65,5	113,6	97,4	301,7
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(19,6)	(5,2)	(31,1)	(31,4)	(87,4)	(18,2)	(15,4)	(37,9)	(28,1)	(99,6)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	51,5	71,6	18,2	(59,1)	82,3	7,0	50,1	75,7	69,3	202,1
GANANCIA (PÉRDIDA)	51,5	71,6	18,2	(59,1)	82,3	7,0	50,1	75,7	69,3	202,1
Controladora	51,5	71,6	18,2	(59,1)	82,3	7,0	50,1	75,7	71,9	204,7
Minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,6)	(2,6)

(*): 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.

Nota: Las operaciones en Perú se contabilizan a partir del 18 de diciembre de 2015, fecha de adquisición de Fenix Power Perú.

Anexo 4 Resumen EBITDA Chile

Detalle del EBITDA Chile

US\$ millones

	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Total
Ingresos de actividades ordinarias	413,2	408,0	351,2	330,1	1502,6	317,0	358,5	337,0	295,2	1307,6
Ventas a Clientes Regulados	166,0	188,5	186,6	183,5	724,6	167,6	168,7	144,3	138,0	618,6
Ventas a Clientes Libres	150,8	123,9	120,7	106,8	502,1	73,0	86,4	96,8	101,5	357,6
Ventas en el mercado Spot	1,5	49,9	4,4	0,1	55,9	38,0	61,6	31,3	22,6	153,5
Peajes	41,2	45,1	39,2	37,8	163,2	36,0	39,5	37,9	31,7	145,1
Otros ingresos	53,8	0,6	0,3	1,9	56,7	2,3	2,3	26,7	1,4	32,8
Materias primas y consumibles utilizados	(275,4)	(245,6)	(213,8)	(149,0)	(883,7)	(205,2)	(201,3)	(136,0)	(98,7)	(641,1)
Peajes	(48,9)	(36,5)	(36,2)	(40,3)	(161,9)	(39,1)	(34,7)	(34,5)	(33,3)	(141,6)
Compras de Energía y Potencia	(18,0)	(3,4)	(20,4)	(29,1)	(70,9)	(4,5)	(9,2)	(10,4)	(16,5)	(40,6)
Consumo de Gas	(143,1)	(115,3)	(64,6)	(18,7)	(341,6)	(95,1)	(96,2)	(48,8)	(11,3)	(251,4)
Consumo de Petróleo	(22,9)	(43,0)	(40,6)	(3,3)	(109,8)	(22,5)	(18,1)	(1,5)	(2,0)	(44,1)
Consumo de Carbón	(23,4)	(25,5)	(24,2)	(19,3)	(92,4)	(26,6)	(22,2)	(20,4)	(8,4)	(77,6)
Otros Costos	(19,1)	(21,9)	(27,7)	(38,4)	(107,0)	(17,4)	(20,8)	(20,4)	(27,2)	(85,8)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(18,1)	(21,6)	(20,5)	(22,0)	(82,3)	(19,1)	(20,8)	(20,1)	(24,5)	(84,4)
EBITDA	119,8	140,8	117,0	159,0	536,6	92,8	136,4	180,9	172,0	582,1

Detalle del EBITDA Perú	2015
<i>US\$ millones</i>	Cifras desde Adquisición*
Ingresos de actividades ordinarias	6,2
Ventas a Clientes Bajo Contrato	4,9
Ventas en el mercado Spot	0,0
Peajes	1,3
Otros ingresos	0,0
Materias primas y consumibles utilizados	
Peajes	(1,2)
Compras de Energía y Potencia	(0,6)
Consumo de Gas	(2,0)
Otros Costos	(1,0)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(0,1)
EBITDA	1,3

(*) Las operaciones en Perú se contabilizan a partir del 18 de diciembre de 2015, fecha de adquisición de Fenix Power Perú.

Anexo 6 Balance Consolidado

Balance Resumido

US\$ millones

	2014				2015			
	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
Activos Corrientes	756,7	803,7	1.301,2	1.261,8	1.251,6	1.288,4	1.384,3	1.383,5
Efectivo y equivalentes al efectivo*	208,3	337,4	878,3	832,8	816,7	912,5	1090,6	1061,4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	378,6	327,7	254,8	243,7	237,8	221,5	160,4	166,6
<i>Ventas normales</i>	149,2	162,1	124,8	132,3	146,5	150,1	109,4	124,0
<i>Deudores varios</i>	229,4	165,6	130,0	111,3	91,3	71,4	51,0	42,6
Activos por impuestos, corrientes	52,6	41,8	59,7	38,6	57,2	39,5	20,6	8,6
Otros activos corrientes	117,1	96,8	108,5	146,7	139,9	115,0	112,7	129,1
Activos No Corrientes	5.305,4	5.268,4	5.231,0	5.112,2	5.090,1	5.081,9	5.054,4	5.787,4
Propiedades, planta y equipo	5.026,1	4.993,0	4.967,6	4.956,2	4.935,5	4.919,5	4.891,1	5.602,6
Otros activos no corrientes	279,3	275,4	263,3	156,0	154,7	162,4	163,3	184,8
Total Activos	6.062,1	6.072,1	6.532,2	6.374,0	6.341,8	6.370,3	6.438,6	7.153,2
Pasivos corrientes	281,3	232,3	316,4	258,3	192,0	223,7	201,8	707,8
Pasivos no corrientes	2.177,9	2.170,1	2.749,3	2.777,7	2.786,1	2.743,9	2.766,3	2.778,2
Patrimonio total	3.602,9	3.669,6	3.466,5	3.338,0	3.363,6	3.402,7	3.470,5	3.667,1
Patrimonio Controladora	3.602,9	3.669,6	3.466,5	3.338,0	3.363,6	3.402,7	3.470,5	3.463,5
Interés Minoritario	-	-	-	-	-	-	-	203,6
Total Patrimonio y Pasivos	6.062,1	6.072,0	6.532,2	6.374,0	6.341,8	6.370,3	6.438,6	7.153,2
TC Cierre (CLP/USD)	551,2	552,7	599,2	606,8	626,6	639,0	698,7	710,2

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

Nota: Las operaciones en Perú se contabilizan a partir del 18 de diciembre de 2015, fecha de adquisición de Fenix Power Perú.