



2T16 Informe Trimestral

Conference Call Resultados 2T16

Fecha: Viernes 29 de Julio de 2016
 Hora: 12:00 PM Eastern Daylight Time
 12:00 PM Chile Time
 US Toll Free: 1 866 383.8009
 International Dial: +1 617 597.5342
 Password: 589 470 47

- **El EBITDA del segundo trimestre del año 2016 (2T16) alcanzó US\$151,1 millones**, un 11% mayor que el EBITDA de US\$136,4 millones del segundo trimestre del año 2015 (2T15) y menor que el EBITDA de US\$170,2 millones del 1T16. El aumento respecto a igual período del año anterior se explica principalmente por el menor costo medio de suministro térmico, el cuál disminuyó en un 20% respecto al 2T15. Adicionalmente, el trimestre incorpora el aporte de EBITDA proveniente de la operación de Fenix Power Perú (US\$9,1 millones). Por su parte, la disminución respecto al trimestre anterior (1T16) se explica principalmente por una mayor generación con diésel y por el menor aporte de EBITDA de Fenix Power Perú, producto del mantenimiento mayor anual realizado en la planta en junio de 2016.
- Colbún reportó en el **2T16 una ganancia que alcanzó los US\$51,4 millones**, en línea con la ganancia de US\$50,1 millones al 2T15 y menor en comparación a la ganancia de US\$76,0 millones el 1T16. La caída respecto al 1T16 se explica principalmente por el menor EBITDA.
- **Análisis operaciones en Chile:**
 - Los **retiros físicos de clientes bajo contrato** durante el 2T16 ascendieron a 2.731 GWh, disminuyendo un 3% en relación al 2T15 y un 1% respecto al 1T16. Ambas disminuciones se explican principalmente debido a una menor demanda de clientes regulados.
 - La **generación del trimestre** alcanzó 3.313 GWh, disminuyendo un 2% y aumentando un 3% en relación al 2T15 y al 1T16 respectivamente. La menor generación con respecto al 2T15 se explica principalmente por una menor generación en base a gas natural (1.028 GWh en 2T16 vs. 1.202 GWh en 2T15), lo cual fue compensado en parte por una mayor generación térmica a carbón (724 GWh en 2T16 vs. 699 GWh en 2T15) y diésel (205 GWh en 2T16 vs. 102 GWh en 2T15). El aumento respecto al 1T16 se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica (1.338 GWh en 2T16 vs. 1.288 GWh en 1T16).
- **Análisis operaciones Perú*:**
 - Los **retiros físicos de clientes bajo contrato** durante el 2T16 alcanzaron 855 GWh, mayor en un 12% y 13% respecto al 2T15 y al 1T16 respectivamente. Ambos aumentos se explican por un nuevo contrato de corto plazo firmado con Distriluz en abril de 2016.
 - La **generación térmica** a gas del trimestre en Fenix Power Perú alcanzó 800 GWh, disminuyendo un 28% y aumentando un 21% en relación al 2T15 y al 1T16 respectivamente. La disminución con respecto a igual período del año anterior se debe principalmente a la menor generación durante el mes de junio, producto del mantenimiento mayor anual realizado en dicho mes. El aumento respecto al trimestre anterior se explica principalmente por un bajo despacho económico producto de los bajos costos marginales del período (US\$12/MWh en 1T16)
- Al cierre del 2T16 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$848,7 millones** y una **deuda neta de US\$1.161,2 millones**.

Resumen

US\$ millones

	2T15	1T16	2T16	6M15	6M16	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	358,5	362,5	370,1	675,5	732,7	3%	2%	8%
EBITDA	136,4	170,2	151,1	229,1	321,3	11%	(11%)	40%
Ganancia del Ejercicio	50,1	76,0	51,4	57,1	127,5	3%	(32%)	123%
Deuda Neta	964,5	1.181,4	1.161,2	964,5	1.161,2	20%	(2%)	20%
Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.823	2.757	2.731	5.605	5.487	(3%)	(1%)	(2%)
Ventas de energía contratada Perú (GWh)	763	758	855	1.440	1.613	12%	13%	12%
Generación total Chile (GWh)	3.388	3.222	3.313	6.584	6.535	(2%)	3%	(1%)
Generación total Perú (GWh)	1.105	663	800	2.161	1.463	(28%)	21%	(32%)

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

COMENTARIO EJECUTIVO

“El costo marginal promedio del sistema durante el trimestre fue un 50% menor en comparación al mismo trimestre del año anterior (US\$67/MWh-2T16 versus US\$133/MWh-2T15). Esta caída en los costos marginales se explica principalmente por la caída de los precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales. La caída también se explica porque durante el 2T16 se produjo un leve aumento en la generación hídrica y ERNC en el sistema, a lo que se suma una mayor generación térmica eficiente a carbón y una acotada participación del diésel.

Los resultados de los próximos trimestres dependerán, como siempre, fundamentalmente de la disponibilidad de agua para generación y de la confiabilidad de las unidades térmicas eficientes. Cabe destacar que recientemente se acordaron nuevos contratos de corto plazo de suministro de gas con Metrogas S.A., los cuales permitirán tener un volumen adicional de gas natural para el período agosto-diciembre de este año. El volumen alcanzado equivale a la operación de un ciclo combinado para los meses señalados.

En abril de 2016, en el marco de la estrategia de la compañía de aumentar las fuentes de ERNC en su mix de generación, Colbún compró parte de los activos de SunEdison en Chile, involucrando, en primer lugar, la adquisición de dos proyectos de parques solares fotovoltaicos en desarrollo ubicados en el SIC, por un total de 202 MW, y la cesión de contratos de suministro de energía de largo plazo a partir del año 2017 con compañías distribuidoras por 350 GWh anuales por un plazo de 15 años. También se firmó un contrato de suministro de energía de largo plazo, en virtud del cual SunEdison suministrará 200 GWh al año de energía solar a Colbún durante 15 años.

Por su parte, en mayo de 2016, continuando con el proceso de optimización del mix de generación y fortalecimiento de la posición de la Compañía en el mercado, Colbún adjudicó un contrato de compra de energía solar por 15 años a empresas Total y su filial SunPower por 500 GWh anuales a partir del año 2021.

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

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.”

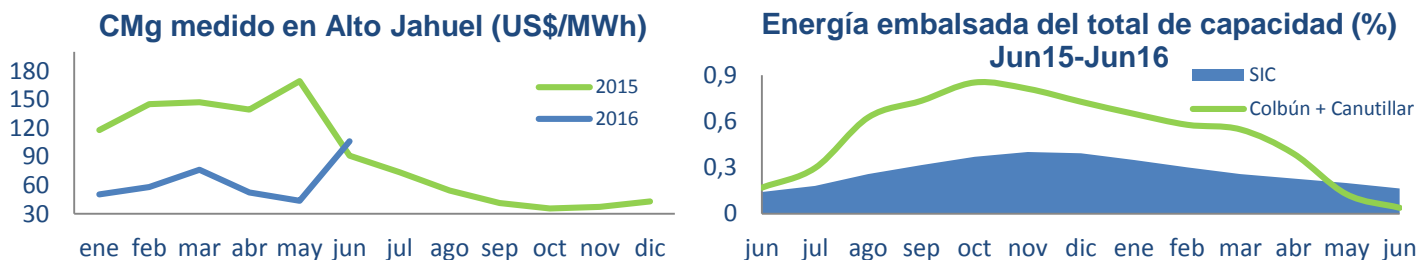
CONDICIONES DE MERCADO

CHILE

La demanda a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) durante el segundo trimestre de 2016 creció un 3% en comparación al 2T15, cifra que se compara positivamente con la disminución de este parámetro en un 2% al 1T16 (A/A). Por otra parte, la demanda de este trimestre creció un 0,44% respecto al 1T16 (T/T). Recordar que la demanda se encuentra fuertemente relacionada con la actividad económica del país, la cual ha crecido recientemente a tasas muy inferiores a las históricas.

Al comparar el 2T16 con el 2T15, el SIC experimentó un leve aumento en la generación hidroeléctrica (+2%) y ERNC (+2%), un aumento de la generación termoeléctrica eficiente a carbón (+22%), y una disminución en la participación del diésel (-11%) y del gas (-18%). La participación por tecnología fue: **hidroelectricidad 33%, carbón 34%, gas natural 21%, diésel 2% y ERNC 10% (eólica 4%, solar 2%, otros 4%)**.

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

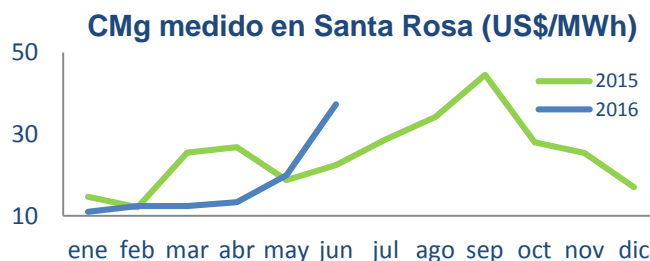


PERÚ

La generación en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) durante el 2T16 creció un 8,5% en comparación al 2T15, cifra que se compara positivamente respecto del crecimiento del 1T16, que alcanzó un 1,6% (a/a).

La generación termoeléctrica en el SEIN experimentó un aumento de 21% durante el 2T16, en comparación con el 2T15. Por su parte, la generación hidroeléctrica disminuyó en un 3%, dado principalmente por una condición hidrológica más seca en relación al año anterior, a pesar de la entrada de nuevos proyectos hidráulicos. La participación por tecnología fue: **hidroelectricidad 46%, termoelectricidad 49% y ERNC 5%**.

El costo marginal promedio del trimestre en el SEIN aumentó un 57% con respecto al 2T15 (US\$15/MWh en el 2T15 a **US\$24/MWh en el 2T16**). Este aumento se explica principalmente debido a condiciones hidrológicas menos favorables, un aumento de la demanda y por el mantenimiento mayor de la CT Fenix.



VENTAS FÍSICAS

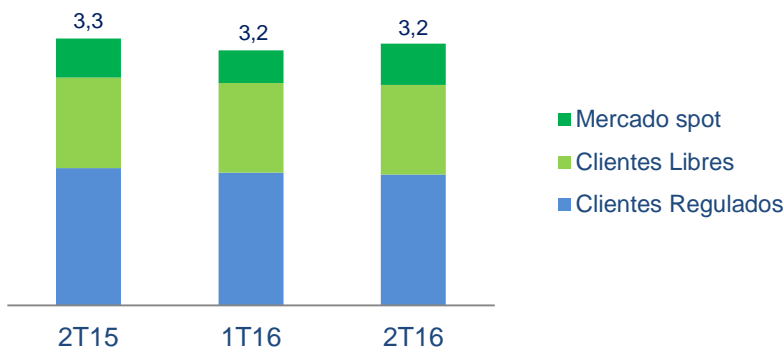
CHILE

Los **retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 2T16 alcanzaron 2.731 GWh** vs. 2.823 GWh en 2T15 y 2.757 GWh en el 1T16. Estas disminuciones se explican por una menor demanda tanto de clientes regulados como de clientes libres.

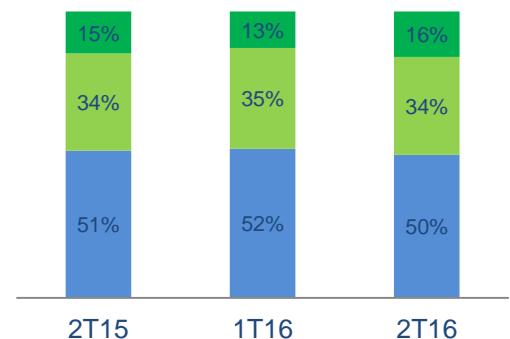
Por su parte, el balance en el mercado spot en el 2T16 alcanzó un nivel de **ventas netas de 513 GWh**, superior a las ventas netas de 484 GWh y de 403 GWh registradas en el 2T15 y 1T16 respectivamente.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun16 alcanzaron 5.487 GWh, un 2% menor respecto a Jun15 producto de la menor demanda de clientes regulados, compensado en parte por mayores ventas en el mercado spot y retiros físicos de clientes libres. Por su parte, las ventas netas al mercado spot totalizaron 916 GWh, que se compara favorablemente con las ventas netas por 811 GWh del año previo.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



PERÚ

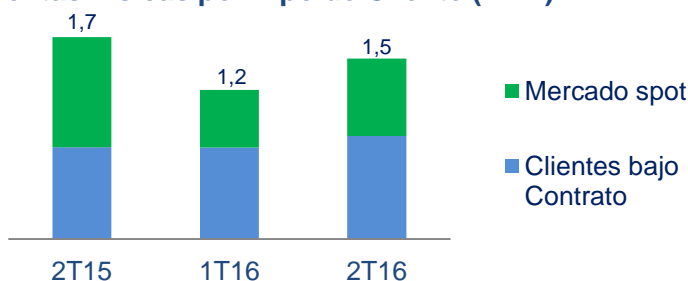
El análisis presentado a continuación contempla períodos previos a la adquisición de Fenix Power por parte de Colbún, por lo que los resultados de Fenix correspondientes al año 2015 se presentan solo para efectos comparativos.

Los **retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 2T16 alcanzaron 855 GWh**, un 12% y un 13% mayor respecto al 2T15 y al 1T16 respectivamente. Ambos aumentos se explican principalmente por un nuevo contrato de corto plazo firmado con Distriluz en abril de 2016.

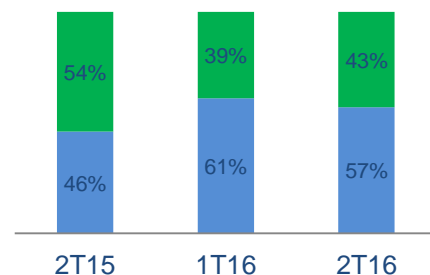
Por su parte, el balance en el mercado spot alcanzó un nivel de compras netas de 78 GWh en el 2T16 vs. ventas netas de 314 GWh en el 2T15 y compras netas de 117 GWh en el 1T16, pero considerando los bajos costos marginales (US\$24/MWh en 2T16 y US\$12/MWh en 1T16), implicaron desembolsos acotados.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato en Jun16 alcanzaron 1.613 GWh, un 12% mayor respecto a Jun15. Por su parte, el balance en el mercado spot registró compras netas por 195 GWh vs. ventas netas por 665 GWh del período anterior.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

CHILE

La generación del trimestre alcanzó 3.313 GWh, disminuyendo un 2% y aumentando un 3% en relación al 2T15 y al 1T16, respectivamente. La menor generación con respecto al 2T15 se explica principalmente por una menor generación en base a gas natural (1.028 GWh en 2T16 vs. 1.202 GWh en 2T15), lo cual fue compensado por una mayor generación térmica a carbón (724 GWh en 2T16 vs. 699 GWh en 2T15) y diésel (205 GWh en 2T16 vs. 102 GWh en 2T15). El aumento respecto al 1T16 se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica (1.338 GWh en 2T16 vs. 1.288 GWh en 1T16).

Durante el trimestre, la composición de generación de Colbún contó con una **participación hidráulica de 1.338 GWh (40%), gas natural de 1.028 GWh (34%) y carbón de 724 GWh (22%)** lo cual se traduce en que el 100% de los compromisos de suministro fueran abastecidos con generación costo eficiente (hidroeléctrica, gas natural y carbón) y en tener una posición excedentaria en el mercado spot.

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

PERÚ

En términos trimestrales, la **generación térmica a gas de la Compañía alcanzó 800 GWh**, disminuyendo un 28% y aumentando un 21% en relación al 2T15 y al 1T16 respectivamente. La disminución con respecto al 2T15 se explica principalmente por la menor generación durante el mes de junio producto del mantenimiento mayor anual realizado en la planta en dicho mes. Por su parte, el aumento en la generación del 2T16 con respecto al trimestre anterior se explica principalmente por un bajo despacho económico en 1T16 producto de los bajos costos marginales del período (US\$12/MWh en 1T16).

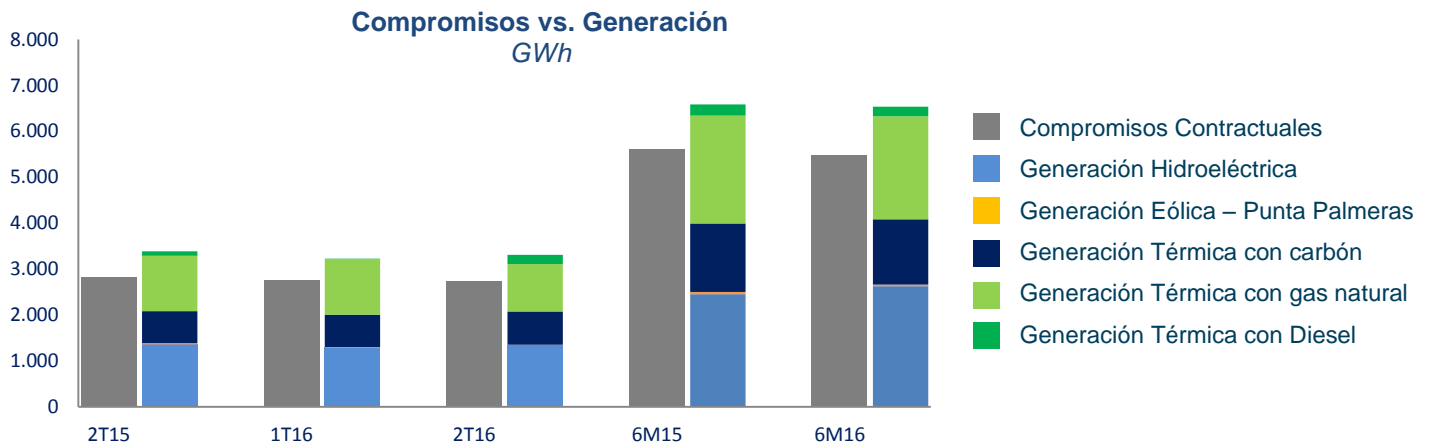
En el 2T16 un **94% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia** y se realizaron compras netas en el mercado spot por 78 GWh, en comparación con ventas netas en el mercado spot por 314 GWh en el 2T15 y con compras netas por 117 GWh en el 1T16.

La generación total de Fenix disminuyó un 32% en términos acumulados a Jun16, explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, el balance en el mercado spot registró compras netas por 195 GWh vs. ventas netas por 665 GWh del período anterior.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

CHILE

El mix de generación del 2T16 permitió que el **100% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente**: hidroeléctrica, gas natural y carbón, manteniéndose en línea con el 2T15 y el 1T16. Lo anterior confirma la aplicación de una política comercial consistente con la capacidad de generación de la Compañía.



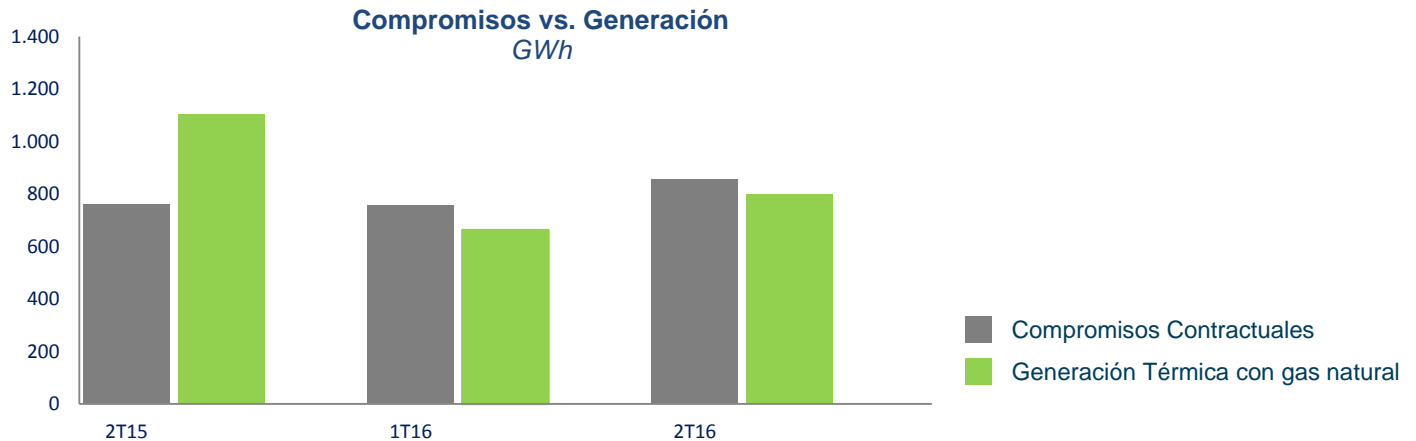
Balance Ventas Físicas vs. Generación en Chile

Cifras en GWh

	2T15	1T16	2T16	6M15	6M16	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ventas								
Clientes Regulados	1.699	1.645	1.622	3.432	3.267	(5%)	(1%)	(5%)
Clientes Libres	1.125	1.112	1.109	2.172	2.221	(1%)	(0%)	2%
Ventas al mercado spot	484	403	513	811	916	6%	27%	13%
Total Ventas	3.307	3.159	3.244	6.416	6.403	(2%)	3%	(0%)
Generación								
Hidráulica	1.358	1.288	1.338	2.455	2.626	(1%)	4%	7%
Térmica Gas	1.202	1.212	1.028	2.349	2.240	(14%)	(15%)	(5%)
Térmica Diesel	102	4	205	243	208	101%	-	(14%)
Térmica Carbón	699	700	724	1.491	1.423	4%	3%	(5%)
Eólica - Punta Palmeras	28	19	18	45	37	(33%)	(2%)	(18%)
Total Generación Propia	3.388	3.222	3.313	6.584	6.535	(2%)	3%	(1%)
Compras de energía (mercado spot)	0	0	0	0	0	-	-	-
Ventas - Compras mercado spot	484	403	513	811	916	6%	27%	13%

PERÚ

El mix de generación del 2T16 permitió que un **94% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia** y se realizaron compras netas en el mercado spot por 78 GWh. Como fue mencionado, el costo marginal promedio del trimestre en Santa Rosa alcanzó un valor de US\$24/MWh.

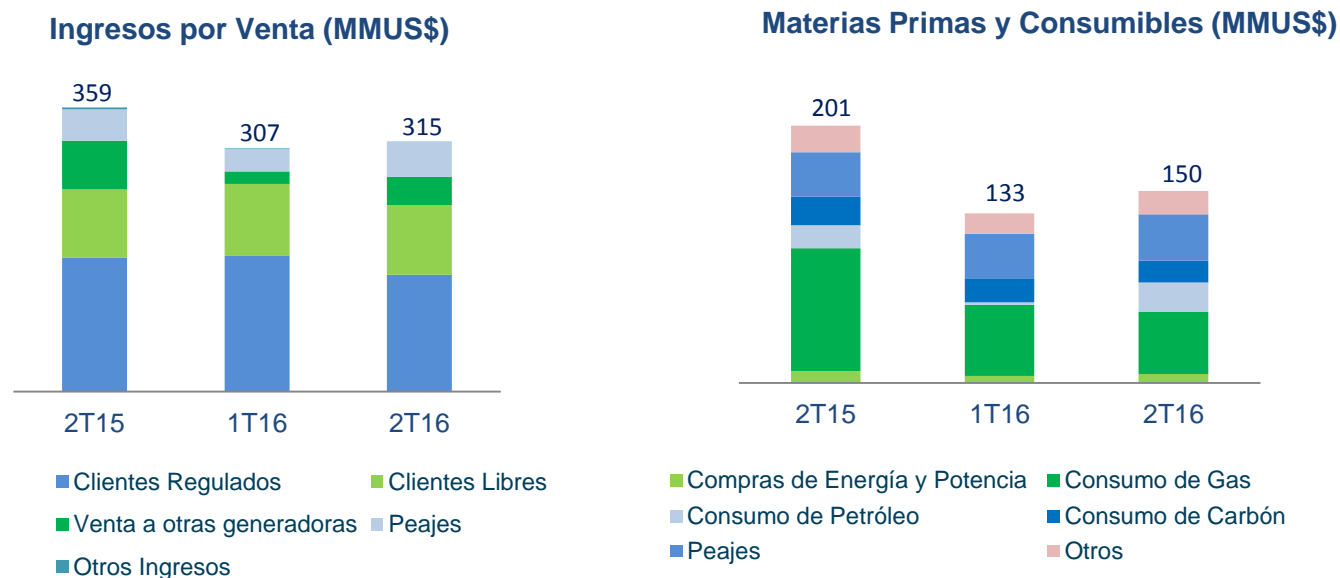


Balance Ventas Físicas vs. Generación en Perú

Cifras en GWh

	2T15	1T16	2T16	6M15	6M16	Variación		
						A/A	T/T	Ac/Ac
Ventas								
Clientes bajo contrato	763	758	855	1.440	1.613	12%	13%	12%
Ventas al mercado spot	910	477	640	1.771	1.117	(30%)	34%	(37%)
Total Ventas	1.673	1.235	1.495	3.210	2.730	(11%)	21%	(15%)
Generación								
Térmica Gas	1.105	663	800	2.161	1.463	(28%)	21%	(32%)
Total Generación Propia	1.105	663	800	2.161	1.463	(28%)	21%	(32%)
Compras de energía (mercado spot)	596	594	718	1.106	1.312	21%	21%	19%
Ventas - Compras mercado spot	314	(117)	(78)	665	(195)	-	(33%)	-

ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL CHILE



Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T16 ascendieron a US\$315,2 millones**, disminuyendo un 12% respecto al 2T15, dado principalmente por menores ingresos de clientes regulados y menores ventas de energía y potencia en el mercado spot, lo cual fue en parte compensado por mayores ingresos por concepto de peajes y ventas a clientes libres. Por su parte, los ingresos aumentaron en un 3% respecto a los US\$307,0 millones en el 1T16 producto principalmente de mayores ventas de energía y peajes.

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

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron en 25% con respecto al 2T15**, explicado principalmente por menores costos de combustibles (-35%) y menores compras de energía y potencia. Por su parte, los costos de materias primas aumentaron en un 13% respecto al 1T16 debido a un mayor consumo de diésel.

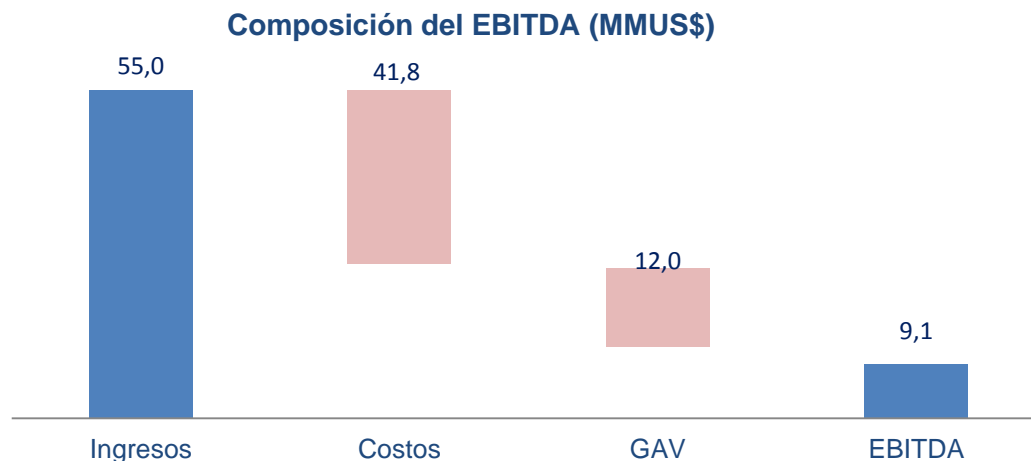
En términos acumulados, **los costos de materias primas y consumibles a Jun16 ascendieron a US\$282,9 millones**, 30% inferior con respecto a Jun15 explicado principalmente por un menor costo de combustibles, producto de un menor consumo y precio de diésel y la compra del gas natural a precio competitivo.

El EBITDA aumentó un 4% en relación al 2T15 alcanzando US\$142,0 millones. El aumento se explica principalmente por los menores costos de combustibles. El menor costo promedio de generación propia se explica principalmente por la disminución del precio de los *commodities* a nivel internacional y por una mayor generación hidroeléctrica.

El EBITDA del trimestre disminuyó un 8% al comparar con el 1T16 dado por un mayor consumo de materias primas y consumibles asociados a mayor consumo de diésel.

En términos acumulados, **el EBITDA a Jun16 aumentó un 29%** con respecto a Jun15, explicado por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales.

ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL PERÚ



Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 2T16 ascendieron a US\$55,0 millones**, disminuyendo un 3% con respecto al 2T15, principalmente por menores ventas atribuibles al mantenimiento mayor efectuado a la planta en junio de 2016. Los menores ingresos también se explican por el vencimiento del contrato con Termochilca en abril de 2016. Lo anterior fue compensado en parte por mayores ingresos por concepto de peajes. Por su parte, los ingresos ordinarios del trimestre se mantuvieron en línea con respecto al 1T16.

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

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados aumentaron en términos trimestrales un 14% y un 29%** respecto al 2T15 y al 1T16 respectivamente. Ambos aumentos se explican principalmente por mayores compras de energía y potencia, y mayores costos de peajes.

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

El **EBITDA de este período alcanzó US\$9,1 millones**, disminuyendo un 50% y un 45% en comparación al 2T15 y al 1T16 respectivamente. Ambas disminuciones se explican principalmente por la menor generación que a su vez refleja el mantenimiento mayor realizado en junio de 2016.

En términos acumulados, el **EBITDA totalizó US\$25,8 millones a Jun16**, disminuyendo un 17% respecto a Jun15. La disminución se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

RESULTADO NO OPERACIONAL A NIVEL CONSOLIDADO

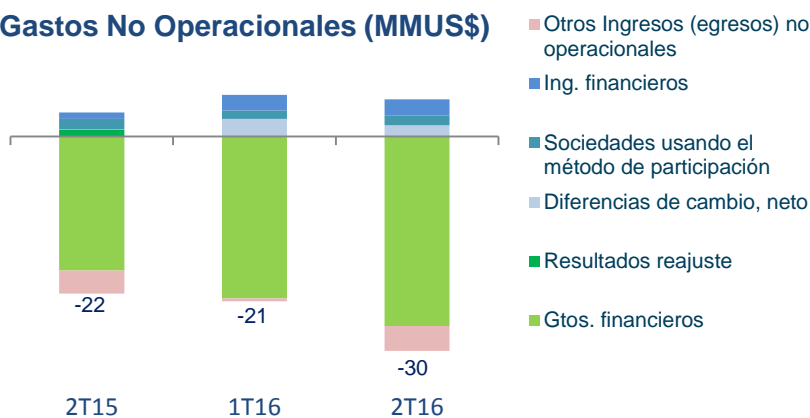
El **Resultado fuera de operación del 2T16 registró pérdidas por US\$29,9 millones**, mayores a las pérdidas por US\$22,4 millones y a las pérdidas por US\$20,8 millones en el 2T15 y del 1T16 respectivamente. El aumento respecto a igual trimestre del año anterior se explica principalmente por un aumento del registro de gastos financieros asociados a la deuda que mantiene Fenix Power Perú y por el impacto del prepago de deuda en Chile, y el resultante reconocimiento como gasto de aquellos desembolsos asociados a la colocación de esa deuda que se encontraban activados. Este efecto fue en parte compensado por: (1) una ganancia en la línea diferencias de cambio, producto del impacto positivo de la apreciación del tipo de cambio CLP/US\$ en el 2T16 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar; y (2) mayores ingresos financieros resultantes de los intereses devengados provenientes de mejores tasas de inversión. Por su parte, la mayor pérdida respecto al 1T16 se explica principalmente por el aumento del registro de gastos financieros explicados anteriormente.

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

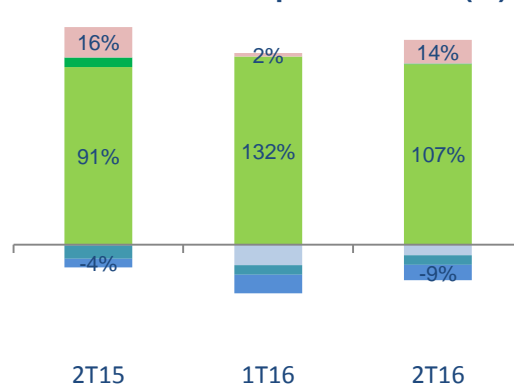
El gasto por impuestos del 2T16 ascendió a US\$14,7 millones, inferior a los US\$15,4 millones y a los US\$17,6 millones del 2T15 y 1T16 respectivamente. El menor cargo por impuestos con respecto al 2T15, a pesar de la mayor utilidad antes de impuestos, se explica principalmente porque el gasto por impuesto en 2T15 presentaba el impacto de la variación del tipo de cambio en base a contabilidad tributaria en pesos chilenos. Cabe recordar que Colbún en Chile adoptó contabilidad tributaria en dólares a contar de enero de 2016. Por su parte, el menor gasto por impuestos en relación al 1T16 se explica principalmente por la menor ganancia antes de impuestos del trimestre.

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

Gastos No Operacionales (MMUS\$)



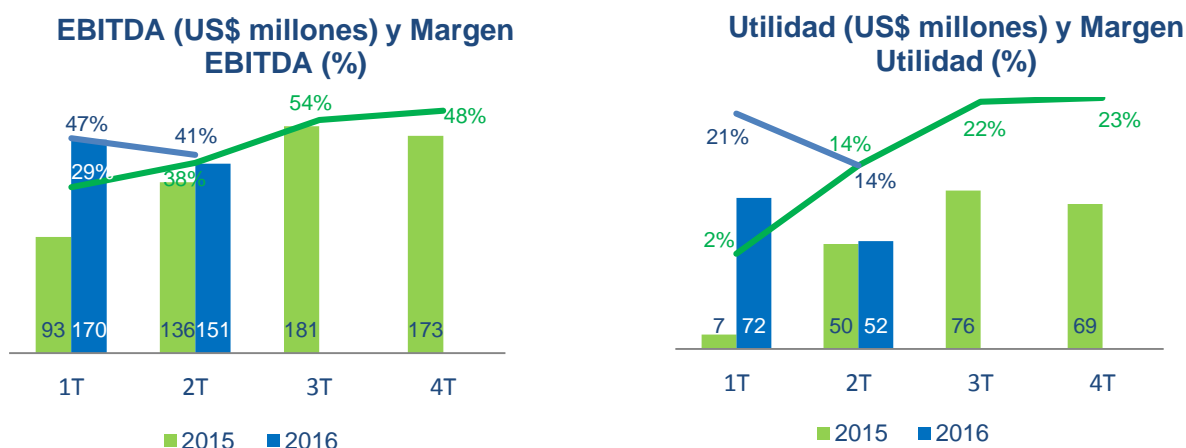
Gastos No Operacionales (%)



ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD CONSOLIDADA

El EBITDA del 2T16 ascendió a US\$151,1 millones, un 11% mayor que el EBITDA de US\$136,4 millones del 2T15 y menor que los US\$170,2 millones del 1T16. El aumento respecto al mismo trimestre del año anterior se explica principalmente por el menor costo medio de suministro térmico, el cuál disminuyó en un 20% respecto al 2T15. Adicionalmente, el trimestre incorpora el aporte de EBITDA proveniente de la operación de Fenix Power Perú (US\$9,1 millones).

Por su parte, la disminución respecto al trimestre anterior (1T16) se explica principalmente por una mayor generación con diésel y por el menor aporte de EBITDA de Fenix Power Perú, producto del mantenimiento mayor anual realizado en la planta en junio de 2016.



La Compañía presentó en el 2T16 una **ganancia de US\$51,4 millones**, en línea con la ganancia de US\$50,1 millones del 2T15 y disminuyendo en relación a la ganancia de US\$76,0 millones del 1T16. La menor ganancia del trimestre en comparación al 1T16 se explica principalmente por el menor EBITDA.

Detalle del EBITDA Consolidado

US\$ millones

						Variación		
	2T15	1T16	2T16	6M15	6M16	T/T	A/A	Ac/Ac
Ingresos de actividades ordinarias	358,5	362,5	370,1	675,5	732,7	2%	3%	8%
Ventas a Clientes Regulados	168,7	209,0	183,0	336,4	392,0	(12%)	8%	17%
Ventas a Clientes Libres	86,4	90,9	88,2	159,4	179,1	(3%)	2%	12%
Ventas en el mercado Spot	61,6	24,5	41,9	99,6	66,4	71%	(32%)	(33%)
Peajes	39,5	37,3	56,5	75,5	93,8	51%	43%	24%
Otros ingresos	2,3	0,7	0,6	4,6	1,3	(22%)	(75%)	(72%)
Materias primas y consumibles utilizados	(201,3)	(165,1)	(192,0)	(406,4)	(357,0)	16%	(5%)	(12%)
Peajes	(34,7)	(43,5)	(47,3)	(73,8)	(90,8)	9%	36%	23%
Compras de Energía y Potencia	(9,2)	(8,0)	(15,7)	(13,7)	(23,7)	95%	70%	72%
Consumo de Gas	(96,2)	(72,4)	(68,6)	(191,3)	(140,9)	(5%)	(29%)	(26%)
Consumo de Petróleo	(18,1)	(2,1)	(23,2)	(40,6)	(25,3)	1011%	28%	(38%)
Consumo de Carbón	(22,2)	(18,7)	(16,9)	(48,8)	(35,5)	(10%)	(24%)	(27%)
Otros Costos	(20,8)	(20,4)	(20,4)	(38,2)	(40,8)	(0%)	(2%)	7%
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(14,8)	(16,1)	(16,0)	(28,8)	(32,1)	(1%)	8%	12%
EBITDA	136,4	170,2	151,1	229,1	321,3	(11%)	11%	40%

PLAN DE CRECIMIENTO

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región como Colombia y Perú, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y para diversificar sus fuentes de ingresos en términos de condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles y marcos regulatorios.

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

En Chile, Colbún tiene varios 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



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 enero de 2015 se dio inicio a la construcción del proyecto, cuyo avance alcanzado durante el segundo trimestre del año 2016 es de 77%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el último periodo se pueden mencionar el término de la colocación de hormigones en la obra de toma, el inicio de la construcción de la barrera fija, el inicio del montaje de la tubería en presión y en la casa de máquinas, el término del montaje de la superestructura y la colocación de hormigones en los distintos niveles.

La construcción de la Línea de transmisión La Mina Loma Alta se inició en noviembre de 2015 y su avance hasta el segundo trimestre del año 2016 es de un 81%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado.

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

Proyectos en Desarrollo

▪ **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (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 MW y 170 MW para una generación anual de 950 GWh en condiciones hidrológicas normales. La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá prácticamente constante, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central no se verá alterado por su operación.

En junio de 2015 se hace el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al Proyecto, el cual es admitido inicialmente a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Los Ríos. Sin embargo, en agosto de 2015, la autoridad terminó anticipadamente el proceso por falta de información esencial.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía se encuentra analizando las observaciones de los servicios públicos, con el objeto de recopilar y preparar los antecedentes necesarios que permitan dar una respuesta oportuna y técnicamente fundada a la información requerida por la autoridad. En paralelo, se desarrolla un plan de acción con los municipios, servicios públicos y autoridades regionales, además de comunidades indígenas, entre otros grupos de interés, con el objeto de profundizar la comprensión recíproca de estos actores en relación al proyecto, así como de la empresa en relación a sus legítimas inquietudes.

Este proyecto considera una Línea de Transmisión denominada LAT San Pedro-Ciruelos la cual permitirá evacuar la energía de la central al SIC mediante una línea de 220 kV y 47 km. de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

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

▪ **Proyectos de ERNC (Energías Renovables No Convencionales):** La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación renovable no convencional, estableciéndose como meta que al año 2025 un 20% provenga de este tipo de tecnologías. Más allá de esta regulación, se ha observado un gran aumento de la competitividad especialmente de la generación solar y eólica, por lo que debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia o variabilidad, para Colbún es relevante crecer en estas fuentes de generación a través de distintas modalidades.

En este contexto, en el año 2013 Colbún firmó un contrato con Comasa para la compra de atributos ERNC, y con Acciona Energía por la compra de la energía y atributos ERNC que genere el parque eólico Punta Palmeras de 45 MW, ubicado en la comuna de Canela.

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

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

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

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

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

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

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

HECHOS RELEVANTES

- El día 22 de abril de 2016, se procedió a realizar la **renovación total de los miembros del Directorio** en la Junta Ordinaria de Accionistas de Colbún S.A., con motivo de la renuncia de la Sra. Vivianne Blanlot Soza al cargo de Director de esta Sociedad. En relación con lo anterior, se postularon en la calidad de Directoras Independientes las señoras María Ignacia Benitez Pereira y Luz Granier Bulnes, ambas fueron elegidas. Por su parte, se postularon para el cargo de Directores elegidos por la controladora, los señores Bernardo Larraín Matte, Juan Eduardo Correa García, Arturo Mackenna Iñiguez, Jorge Matte Capdevila, Francisco Matte Izquierdo, Eduardo Navarro Beltrán y Vivianne Blanlot Soza, todos los cuales fueron elegidos.
- En abril de 2016, **Colbún compró parte de los activos de SunEdison en Chile**, involucrando, en primer lugar, la adquisición de dos proyectos de parques solares fotovoltaicos en desarrollo ubicados en el SIC. Uno de ellos es el Parque Solar Olmué (145 MW), ubicado en la Región de Valparaíso, que tiene Resolución de Calificación Ambiental aprobada. El segundo proyecto es el Parque Solar Santa Sofía (57 MW), ubicado en la Región Metropolitana que se encuentra en tramitación de evaluación ambiental. El acuerdo también considera la cesión de contratos de suministro de energía de largo plazo con Compañías distribuidoras por 350 GWh anuales y un contrato de suministro de energía de largo plazo por 200 GWh anuales.
- En mayo de 2016, **Colbún anunció la adjudicación de un contrato de compra de energía a 15 años plazo a la empresa Total y su filial SunPower** por 500 GWh de energía solar fotovoltaica por año, a partir de la construcción de una planta de energía solar de 164 MW.
- Durante el trimestre, como parte de una estrategia de optimización de su estructura financiera, **Colbún prepagó deuda por un monto total de US\$240,8 millones**. Las obligaciones pagadas anticipadamente corresponden al Bono Local Serie H por US\$80,8 millones y cuyo vencimiento original era en 2018; y un crédito bancario por US\$160 millones, que tenía vencimiento en 2021. Con lo anterior, la vida media de la deuda financiera alcanza 5,1 años y su tasa promedio es de 4,4%.
- El día 28 de junio de 2016 el transformador principal de la turbina de gas de la Central Termoeléctrica Nehuenco 2 ("Unidad 2"), fue afectado por un incendio, activando de forma inmediata los protocolos internos de emergencia y no produciendo víctimas ni heridos de ninguna consideración. La unidad 2 fue desconectada del Sistema mientras que la Unidad 1 continuó operando con normalidad. Con el fin de reanudar operaciones lo antes posible, Colbún obtuvo en el extranjero un transformador de carácter provisorio, con el cual se estima que la central entrará en operación aproximadamente hacia fines de septiembre 2016. Por otra parte, Colbún encomendó la fabricación de un transformador nuevo y definitivo que se estima entrará en funcionamiento hacia fines de diciembre 2016. Con la información disponible sobre plazos estimados de reparación, disponibilidad de la central y seguros comprometidos para este tipo de siniestros, el impacto de la falla sobre los resultados financieros de la Sociedad no es material en el contexto de Colbún.

ANÁLISIS DE BALANCE CONSOLIDADO

Balance Resumido

US\$ millones

	2T15	1T16	2T16	Variación	
				A/A	T/T
Activos Corrientes	1.288,4	1.451,5	1.206,0	(82,4)	(245,5)
Efectivo y equivalentes al efectivo*	912,5	1.062,6	848,7	(63,8)	(213,9)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	221,5	236,2	206,7	(14,8)	(29,5)
Activos por impuestos, corrientes	39,5	14,8	7,7	(31,8)	(7,1)
Otros activos corrientes	115,0	138,0	143,0	28,0	5,0
Activos No Corrientes	5.081,9	5.771,7	5.781,9	700,0	10,2
Propiedades, planta y equipo	4.919,5	5.579,1	5.550,7	631,2	(28,4)
Otros activos no corrientes	162,4	192,6	231,2	68,8	38,6
Total Activos	6.370,3	7.223,2	6.987,9	617,6	(235,3)
Pasivos corrientes	223,7	331,7	290,5	66,8	(41,3)
Pasivos no corrientes	2.743,9	3.151,2	2.947,3	203,4	(203,9)
Patrimonio total	3.402,7	3.740,2	3.750,1	347,4	9,8
Patrimonio Controladora	3.402,7	3.531,6	3.539,0	136,3	7,4
Interés Minoritario	-	208,6	211,1	211,1	211,1
Total Patrimonio y Pasivos	6.370,3	7.223,2	6.987,9	617,6	(235,3)

(*) 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: Alcanzaron US\$848,7 millones, disminuyendo en US\$63,8 millones respecto al 2T15, explicado principalmente por el prepago de deuda financiera en Chile, compensado en parte por los flujos generados en las actividades de la operación durante el período. Por su parte, el efectivo y equivalente disminuyó US\$213,9 millones respecto al 1T16 explicado por las mismas razones que explican las variaciones respecto al mismo trimestre del año anterior.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: Alcanzaron US\$206,7 millones, disminuyendo en US\$14,8 millones y US\$29,5 millones al 2T15 y al 1T16 respectivamente. Ambas disminuciones se explican principalmente producto del uso de créditos fiscales asociados a impuestos por recuperar provenientes de la consolidación de Fenix Power Perú.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: Registraron un saldo de US\$5.550,7 millones al cierre del 2T16, aumentando con respecto al 2T15 (+13%) y en línea con el 1T16. El aumento al comparar con 2T15 se explica principalmente por la incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos de Fenix Power Perú que registran un valor de US\$726,6 millones.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$290,5 millones al término del 2T16, vs. US\$223,7 millones y US\$331,7 millones en 2T15 y al 1T16 respectivamente. El aumento con respecto al mismo trimestre del año 2015 se explica principalmente por un aumento de cuentas por pagar y por una mayor provisión de impuesto renta dado el resultado tributario de la Compañía, parcialmente compensado por la porción de deuda financiera que se mantenía en el pasivo corriente y fue prepagada durante el trimestre en Chile. Por su parte, la disminución respecto al 1T16 se explica principalmente por la deuda prepagada anteriormente mencionada.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.947,3 millones al cierre del 2T16, vs. US\$2.743,9 millones y US\$3.151,2 millones en al 2T15 y al 1T16 respectivamente. El aumento en relación al 2T15 se explica principalmente por el refinanciamiento de la deuda que mantenía Fenix Power Perú anteriormente mencionada, efecto compensado en parte por el prepago de deuda financiera. Por su parte, la disminución respecto al 1T16 se explica por el prepago de deuda del trimestre en Chile.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.750,1 millones, mayor al compararlo con los US\$3.402,7 millones en 2T15. El aumento se debe principalmente a la utilidad del período. Por su parte, el patrimonio se mantuvo en línea con respecto al 1T16.

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO CONSOLIDADAS

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

	2T15	1T16	2T16	Variación	
				A/A	T/T
Deuda Financiera Bruta*	1.877,0	2.244,0	2.009,9	132,9	(234,1)
Efectivo y equivalentes al efectivo**	912,5	1.062,6	848,7	(63,8)	(213,9)
EBITDA LTM	505,1	660,8	675,5	170,4	14,7
Deuda Neta	964,5	1.181,4	1.161,2	196,7	(20,2)
Deuda Neta / EBITDA LTM	1,9	1,8	1,7	(0,2)	(0,1)
Razón de Endeudamiento (%)	87%	93%	86%	(0,9%)	(6,8%)
Pasivos Corto Plazo (%)	8%	10%	9%	1,4%	(0,6%)
Cobertura Gastos Financieros	2,2	4,9	4,5	2,3	(0,3)
Rentabilidad Patrimonial (%)	0,4%	7,6%	7,6%	7,2%	(0,0%)
Rentabilidad del Activo (%)	0,2%	4,0%	4,1%	3,9%	0,1%
Rendimiento Activos Operacionales (%)	6,4%	8,7%	8,9%	2,5%	0,2%

(*) Incluye la deuda financiera de Fenix Power Perú.

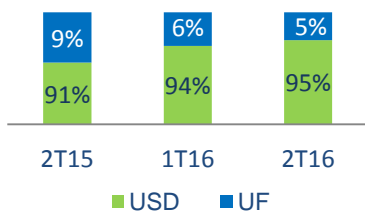
(**) La cuenta "Efectivo y equivalente al efectivo" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

La Deuda Financiera alcanzó US\$2.009,9 millones, disminuyendo en US\$234,1 millones en relación al 1T16, producto de los prepagos del Bono Local Serie H por US\$80,8 millones y del crédito bancario por US\$160 millones. Por su parte, las Inversiones Financieras disminuyeron en US\$213,9 millones en relación al 1T16, explicado principalmente por los prepagos de deuda financiera y por el Capex del trimestre. Dado lo anterior, la Deuda Neta y el EBITDA LTM (últimos 12 meses) se mantuvieron en línea respecto al trimestre anterior. Consecuentemente el **ratio Deuda Neta/EBITDA LTM alcanzó un valor de 1,7 veces.**

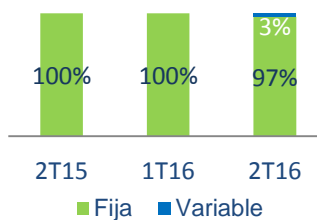
La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de 5,1 años.

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

Deuda por Moneda*

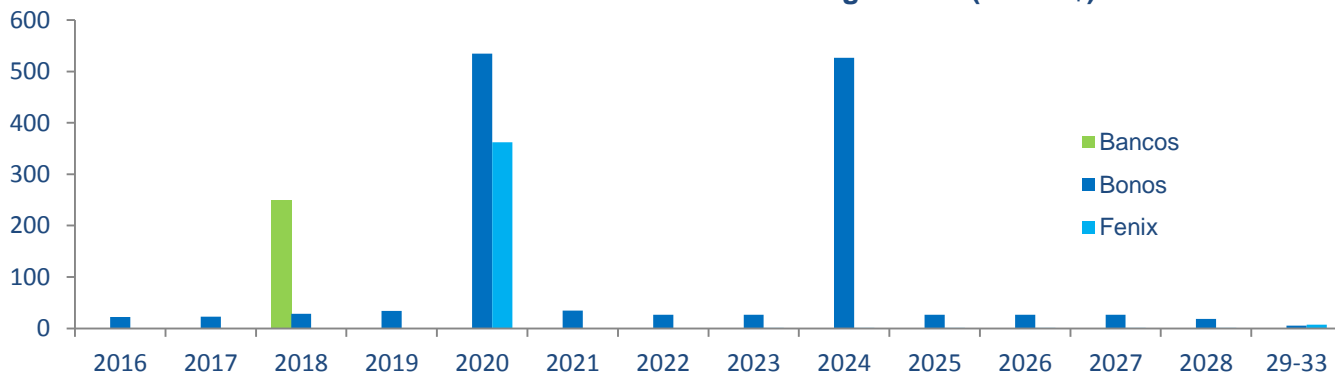


Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

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



FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO

Flujo de Efectivo

US\$ millones

							Variación		
	2T15	1T16	2T16	6M15	6M16	A/A	T/T	Ac/Ac	
Efectivo y equivalentes al principio del periodo *	816,7	1.061,4	1.062,5	832,8	1.061,4	245,8	1,1	228,6	
Flujo Efectivo de actividades de operación	157,3	104,1	154,8	234,5	259,0	(2,5)	50,7	24,4	
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(41,5)	(82,2)	(334,4)	(108,8)	(416,6)	(292,9)	(252,2)	(307,8)	
Flujo Efectivo de actividades de inversión **	(19,8)	(27,5)	(36,7)	(46,1)	(64,1)	(16,9)	(9,2)	(18,1)	
Flujo Neto del Periodo	96,1	(5,5)	(216,3)	79,7	(221,7)	(312,4)	(210,8)	(301,5)	
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	(0,3)	6,6	2,4	(0,0)	9,0	2,8	(4,2)	9,1	
Efectivo y equivalentes al final del periodo *	912,5	1.062,5	848,7	912,5	848,7	(63,8)	(213,8)	(63,8)	

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

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

Durante el 2T16, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$216,3 millones**, menor al flujo neto positivo presentado en igual período del año pasado. Por su parte, el 1T16 presentó un flujo neto negativo de US\$5,5 millones.

Actividades de la operación: Durante el 2T16 se generó un flujo neto positivo de US\$154,8 millones en línea con el flujo neto positivo de US\$157,3 millones al 2T15. Por su parte, el flujo proveniente de actividades de la operación del 2T16 aumentó con respecto al flujo neto positivo de US\$104,1 del 1T16 millones.

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

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$334,4 millones durante el 2T16, que se compara con el flujo neto negativo de US\$41,5 millones al 2T15 y el flujo neto negativo de US\$82,2 millones al 1T16. El mayor flujo neto negativo de este trimestre está asociado principalmente a los prepagos de deuda financiera en Chile por US\$240,8 millones anteriormente explicados y al reparto de un dividendo adicional por US\$40,6 millones.

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

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$36,7 millones durante el 2T16, mayor que los desembolsos por US\$19,8 millones al 2T15 y por US\$27,5 millones al 1T16. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados a mayores desembolsos del proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14.

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

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

Anexo 1

Ventas y Generación Chile

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ventas										
Cientes Regulados (GWh)	1.734	1.699	1.636	1.557	6.625	1.645	1.622			3.267
Cientes Libres (GWh)	1.048	1.125	1.106	1.150	4.428	1.112	1.109			2.221
Ventas al mercado spot (GWh)	327	484	456	178	1.444	403	513			916
Total Ventas (GWh)	3.109	3.307	3.197	2.885	12.497	3.159	3.244	0	0	6.403
Potencia (MW)	1.593	1.584	1.585	1.509	1.568	1.516	1.586			1.551
Generación										
Hidroeléctrica (GWh)	1.098	1.358	1.724	2.285	6.464	1.288	1.338			2.626
Térmica Gas (GWh)	1.147	1.202	868	204	3.421	1.212	1.028			2.240
Térmica Diesel (GWh)	141	102	0	1	244	4	205			208
Térmica Carbón (GWh)	792	699	651	263	2.405	700	724			1.423
Eólica - Punta Palmeras	18	28	27	39	111	19	18			37
Total Generación Propia (GWh)	3.195	3.388	3.270	2.792	12.646	3.222	3.313	0	0	6.535
Compras de energía mercado spot (GWh)	0	0	0	124	124	0	0			0
Ventas - Compras mercado spot	327	484	456	54	1.320	403	513	0	0	916
Ventas de Energía Contratada	2.782	2.823	2.741	2.707	11.053	2.757	2.731	0	0	5.487

Anexo 2 Ventas y Generación Perú

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ventas										
Clientes Bajo Contrato (GWh)	676	763	787	775	3.002	758	855			1.613
Ventas al mercado spot (GWh)	861	910	692	423	2.885	477	640			1.117
Total Ventas (GWh)	1.537	1.673	1.479	1.197	5.886	1.235	1.495			2.730
Potencia (MW)	628	556	558	559	2.301	561	562			1.123
Generación										
Térmica Gas (GWh)	1.056	1.105	856	605	3.622	663	800			1.463
Total Generación Propia (GWh)	1.056	1.105	856	605	3.622	663	800			1.463
Compras de energía mercado spot (GWh)	510	596	644	611	2.361	594	718			1.312
Ventas - Compras mercado spot	351	314	47	(188)	524	(117)	(78)			(195)

Anexo 3 Estado de Resultado Consolidado

Estado de Resultados Trimestral US\$ millones

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ingresos de actividades ordinarias	317,0	358,5	337,0	301,4	1.313,9	362,5	370,1			732,7
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(205,2)	(201,3)	(136,0)	(103,5)	(645,9)	(165,1)	(192,0)			(357,0)
MARGEN BRUTO	111,8	157,2	201,0	197,9	667,9	197,5	178,2			375,7
										-
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(19,1)	(20,8)	(20,1)	(24,6)	(84,6)	(27,3)	(27,1)			(54,3)
Depreciación y amortización	(47,5)	(48,4)	(48,9)	(50,2)	(194,9)	(55,8)	(55,1)			(110,9)
RESULTADO DE OPERACIÓN*	45,3	88,0	132,0	123,1	388,4	114,4	96,1			210,4
										-
EBITDA	92,8	136,4	180,9	173,3	583,3	170,2	151,1			321,3
										-
Ingresos financieros	1,0	1,1	1,4	2,0	5,5	2,7	2,7			5,4
Gastos financieros	(22,2)	(22,7)	(22,2)	(23,5)	(90,5)	(27,4)	(32,0)			(59,5)
Resultados por unidades de reajuste	0,1	1,2	0,9	0,3	2,4	-	(0,1)			(0,1)
Diferencias de cambio	0,4	0,1	(11,4)	(0,3)	(11,2)	3,0	1,9			5,0
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,5	1,7	2,3	1,1	6,6	1,4	1,7			3,1
Otros ingresos/(egresos) no operacionales	(0,9)	(3,9)	10,5	(5,3)	0,5	(0,5)	(4,2)			(4,7)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,2)	(22,4)	(18,4)	(25,6)	(86,7)	(20,8)	(29,9)			(50,7)
										-
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	25,1	65,5	113,6	97,4	301,7	93,6	66,1			159,7
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(18,2)	(15,4)	(37,9)	(28,1)	(99,6)	(17,6)	(14,7)			(32,2)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	7,0	50,1	75,7	69,3	202,1	76,0	51,4			127,5
										-
GANANCIA (PÉRDIDA)	7,0	50,1	75,7	69,3	202,1	76,0	51,4			127,5
Controladora	7,0	50,1	75,7	69,3	204,7	72,2	51,5			123,7
Minoritarios	-	-	-	(2,5)	(2,5)	3,8	(0,1)			3,8

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

Anexo 4 Resumen EBITDA Chile

Detalle del EBITDA Chile

US\$ millones

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ingresos de actividades ordinarias	317,0	358,5	337,0	295,2	1.307,6	307,0	315,2			622,1
Ventas a Clientes Regulados	167,6	168,7	144,3	138,0	618,6	171,0	147,3			318,2
Ventas a Clientes Libres	73,0	86,4	96,8	101,5	357,6	90,9	88,2			179,1
Ventas en el mercado Spot	38,0	61,6	31,3	22,6	153,5	15,9	35,5			51,4
Peajes	36,0	39,5	37,9	31,7	145,1	28,4	44,0			72,4
Otros ingresos	2,3	2,3	26,7	1,4	32,8	0,7	0,2			1,0
Materias primas y consumibles utilizados	(205,2)	(201,3)	(136,0)	(98,7)	(641,1)	(132,8)	(150,2)			(282,9)
Peajes	(39,1)	(34,7)	(34,5)	(33,3)	(141,6)	(34,8)	(36,3)			(71,1)
Compras de Energía y Potencia	(4,5)	(9,2)	(10,4)	(16,5)	(40,6)	(5,5)	(6,9)			(12,5)
Consumo de Gas	(95,1)	(96,2)	(48,8)	(11,3)	(251,4)	(55,5)	(48,6)			(104,1)
Consumo de Petróleo	(22,5)	(18,1)	(1,5)	(2,0)	(44,1)	(2,1)	(23,2)			(25,3)
Consumo de Carbón	(26,6)	(22,2)	(20,4)	(8,4)	(77,6)	(18,7)	(16,9)			(35,5)
Otros Costos	(17,4)	(20,8)	(20,4)	(27,2)	(85,8)	(16,2)	(18,2)			(34,4)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(19,1)	(20,8)	(20,1)	(24,5)	(84,4)	(20,7)	(23,0)			(43,7)
EBITDA	92,8	136,4	180,9	172,0	582,1	153,5	142,0			295,5

Anexo 5 Resumen EBITDA Perú

Detalle del EBITDA Perú

US\$ millones

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ingresos de actividades ordinarias	49,9	56,7	55,3	51,2	213,1	55,6	55,0			110,5
Ventas a Clientes Bajo Contrato	40,7	41,0	40,6	39,0	161,3	38,1	35,7			73,8
Ventas en el mercado Spot	5,6	7,9	4,9	3,3	21,6	8,6	6,4			15,0
Peajes	3,6	7,9	9,8	8,9	30,3	8,9	12,5			21,4
Otros ingresos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3			0,3
Materias primas y consumibles utilizados	(35,1)	(36,8)	(40,6)	(39,3)	(151,8)	(32,3)	(41,8)			(74,1)
Peajes	(5,7)	(7,8)	(11,0)	(8,6)	(33,1)	(8,7)	(11,0)			(19,7)
Compras de Energía y Potencia	(1,5)	(0,1)	(3,1)	(4,0)	(8,7)	(2,5)	(8,7)			(11,2)
Consumo de Gas	(23,4)	(24,3)	(19,6)	(16,6)	(83,9)	(16,9)	(19,9)			(36,8)
Otros Costos	(4,6)	(4,5)	(6,9)	(10,2)	(26,2)	(4,3)	(2,1)			(6,4)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(1,9)	(1,6)	(1,7)	(7,5)	(12,7)	(6,6)	(4,0)			(10,6)
EBITDA	12,9	18,4	13,0	1,3	45,6	16,7	9,1			25,8

Anexo 6 Balance Consolidado

Balance Resumido

US\$ millones

	2015				2016			
	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
Activos Corrientes	1.251,6	1.288,4	1.384,3	1.383,5	1.451,5	1.206,0		
Efectivo y equivalentes al efectivo*	816,7	912,5	1090,6	1061,4	1062,6	848,7		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	237,8	221,5	160,4	184,3	236,2	206,7		
Activos por impuestos, corrientes	57,2	39,5	20,6	8,6	14,8	7,7		
Otros activos corrientes	139,9	115,0	112,7	129,1	138,0	143,0		
Activos No Corrientes	5.090,1	5.081,9	5.054,4	5.774,1	5.771,7	5.781,9		
Propiedades, planta y equipo	4.935,5	4.919,5	4.891,1	5.602,6	5.579,1	5.550,7		
Otros activos no corrientes	154,7	162,4	163,3	171,4	192,6	231,2		
Total Activos	6.341,8	6.370,3	6.438,6	7.157,6	7.223,2	6.987,9		
Pasivos corrientes	192,0	223,7	201,8	713,9	331,7	290,5		
Pasivos no corrientes	2.786,1	2.743,9	2.766,3	2.778,3	3.151,2	2.947,3		
Patrimonio total	3.363,6	3.402,7	3.470,5	3.665,4	3.740,2	3.750,1		
Patrimonio Controladora	3.363,6	3.402,7	3.470,5	3.462,6	3.531,6	3.539,0		
Interés Minoritario	-	-	-	202,8	208,6	211,1		
Total Patrimonio y Pasivos	6.341,8	6.370,3	6.438,6	7.157,6	7.223,2	6.987,9		
TC Cierre (CLP/USD)	626,6	639,0	698,7	710,2	626,6	661,4		

(*) 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.