



3° TRIMESTRE 2017



**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

Al 30 de septiembre de 2017

3T17
INFORME
TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	6
Generación y Ventas Físicas Chile	6
Generación y Ventas Físicas Perú	8
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	9
Análisis Resultado Operacional Chile	10
Análisis Resultado Operacional Perú	11
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	12
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	14
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	16
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	18
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	19
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	19
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	19
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	20
Gestión de Riesgo	22

Conference Call
Resultados 3T17

Fecha: viernes 10 de noviembre de 2017

Hora: 10:00 AM Eastern Time
 12:00 PM Chile Time

US Toll Free: 1 877 407 9210
 International Dial: +1 201 689 8049
 Event Link:

<http://www.investorcalendar.com/event/21834>

www.colbun.cl

Contacto Relación con Inversionistas:

Miguel Alarcón V.
malarcon@colbun.cl
 + (56) 2 24604394

Verónica Pubill C.
vpubill@colbun.cl
 + (56) 2 24604308

Soledad Errázuriz V.
serrazuriz@colbun.cl
 + (56) 2 24604450

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** consolidado del tercer trimestre del año 2017 (3T17) alcanzó **US\$174,0 millones**, un 42% mayor que el EBITDA de US\$122,5 millones del tercer trimestre del año 2016 (3T16). El mayor EBITDA se explica principalmente por mayores ingresos derivados de: (1) actividades ordinarias provenientes de un aumento en las ventas a clientes libres y regulados; (2) la mayor generación hidroeléctrica, producto de las mejores condiciones hidrológicas registradas; y (3) ventas de energía y potencia en el mercado spot en Chile. Los mayores ingresos fueron compensados en parte por un mayor costo asociado a una mayor generación en base a gas para atender las mayores ventas a clientes. Este mayor costo, a su vez, fue parcialmente compensado por menores compras de energía y potencia en el mercado spot y por un menor consumo de diésel.

En términos acumulados, el **EBITDA** a septiembre 2017 (Sep17) alcanzó **US\$487,3 millones** en comparación con los US\$443,9 millones a septiembre 2016 (Sep16). El aumento se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ El **resultado no operacional** el 3T17 presentó una **pérdida de US\$19,1 millones**, que se compara positivamente con la pérdida de US\$21,3 millones en 3T16. La menor pérdida del trimestre se explica principalmente por (1) el efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre; (2) menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente en el período producto de prepagos por ~US\$500 millones realizados en junio y julio del 2016; y (3) mayores ingresos financieros provenientes de un mayor saldo en Efectivo y Efectivo Equivalente y de mejores tasas de inversión. Estos efectos fueron principalmente compensados por mayores gastos registrados en la línea Otras ganancias (pérdidas), los que corresponden principalmente al gasto por impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (Ley 20.780), el cual comenzó a regir a partir de Ene17.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep17 presentó una **pérdida de US\$41,0 millones**, menor a la pérdida de US\$72,1 millones presentada a Sep16. La menor pérdida se explica principalmente por: (1) un ingreso no recurrente registrado durante el 2T17 por US\$23,4 millones, producto del reconocimiento de un activo por impuestos diferidos en nuestra filial Fenix; (2) menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente en el período explicada anteriormente; y (3) mayores ingresos financieros resultantes de un mayor saldo en Efectivo y Efectivo Equivalente y de mejores tasas de inversión. Estos menores gastos fueron principalmente compensados por mayores gastos registrados en la línea Otras ganancias (pérdidas), los cuales corresponden principalmente al gasto por impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (Ley 20.780).

■ El **gasto por impuestos** del 3T17 ascendió a **US\$25,2 millones**, superior a los US\$15,8 millones del 3T16. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por la mayor utilidad antes de impuestos del trimestre y por un aumento en la tasa de impuesto desde 24,0% a 25,5%.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Sep17 ascendió a **US\$57,8 millones**, mayor con respecto a los US\$48,1 millones presentados en Sep16, explicado principalmente por las mismas razones que en términos trimestrales.

■ La Compañía presentó en el 3T17 una **ganancia que alcanzó los US\$70,2 millones**, mayor a la ganancia de US\$28,4 millones del 3T16. La mayor ganancia se explica principalmente por el mayor EBITDA registrado durante el trimestre.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia por **US\$209,1 millones**, mayor a la ganancia de US\$155,9 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y por un ingreso no recurrente registrado durante el 2T17 por US\$23,4 millones, producto del reconocimiento de un activo por impuestos diferidos en nuestra filial Fenix.

■ ■ ■ El EBITDA de Fenix totalizó **US\$13,5 millones** al 3T17, menor que el EBITDA de US\$16,1 millones registrado en el 3T16. El menor EBITDA se explica principalmente por los menores ingresos de actividades ordinarias producto de las mayores ventas en el mercado spot a menores costos marginales. Lo anterior fue principalmente compensado por mayores ventas a clientes regulados y libres, menores compras de energía y potencia en el mercado spot y por mayores ingresos por peajes.

■ ■ ■ En términos acumulados, el EBITDA de Fenix a Sep17 alcanzó **US\$35,8 millones** vs. el EBITDA de US\$41,9 millones a Sep16. La disminución se explica principalmente por: (1) menores ingresos de actividades ordinarias producto de las mayores ventas en el mercado spot a menores costos marginales; y (2) mayor consumo de gas producto de la mayor generación del período en base a este combustible. Estos efectos fueron principalmente compensados por: (1) menores compras de energía y potencia en el mercado spot; y (2) mayores ventas a clientes libres.

■ ■ ■ Al cierre del 3T17 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$775,8 millones** y una **deuda neta de US\$919,7 millones**.

■ ■ ■ **Proyecto Hidroeléctrico La Mina** (34 MW): La construcción de esta central finalizó en abril de 2017 y actualmente se encuentra inyectando energía al sistema. La primera sincronización de las unidades 1 y 2 fue realizada de acuerdo a lo planificado en mayo, y producto del menor nivel de afluentes y caudales, se estima que la operación comercial se iniciará durante el cuarto trimestre del 2017.

■ ■ ■ En septiembre de 2017, **Colbún fue seleccionado para listar por primera vez en el Dow Jones Sustainability Index Emerging Markets** (DJSI Emerging Markets), en su versión 2017, manteniendo además su presencia en el DJSI Chile. Cabe la pena destacar que Colbún es la única compañía eléctrica de capitales chilenos que listó en este índice.

■ ■ ■ En septiembre de 2017, Colbún se adjudicó una concesión de terreno por 30 años en una licitación convocada por el Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo, construcción y operación de un Parque Eólico ubicado a 70 kilómetros aproximados al noreste de Taltal. Este proyecto se denomina Parque Eólico "**Horizonte**" y **considera 607 MW de capacidad instalada**. La concesión establece un plazo para el periodo de estudios de hasta 48 meses, mientras que la fase de construcción contemplará un plazo de hasta 36 meses.

■ ■ ■ En octubre de 2017, Colbún suscribió un acuerdo de abastecimiento de energía eléctrica por 630 GWh anuales a 10 años plazo con CMPC para sus diversas actividades industriales. Considerando lo anterior, durante los últimos meses Colbún ha suscrito contratos de suministro de mediano plazo con clientes libres por más de 1.600 GWh y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos.

■ ■ ■ En septiembre de 2017, **Fenix finalizó la primera emisión de bonos en el mercado internacional por US\$340 millones**, con el propósito de refinanciar su deuda de largo plazo cuyo vencimiento correspondía a febrero de 2020. La colocación fue efectuada de conformidad con la regla 144A y a la regulación S, obteniendo una **tasa cupón de 4,317%**, en un plazo de 10 años y estructura amortizable.

Por su parte, en octubre de 2017, **Colbún emitió una nueva serie de bonos en el mercado internacional por US\$500 millones (regla 144A regulación S)**, con vencimiento a 10 años plazo, obteniendo una **tasa cupón de 3,95%**. Los fondos provenientes de esta colocación fueron destinados al refinanciamiento de bonos del mismo tipo que vencían el año 2020 a una tasa del 6,00%.

Tabla 1: Resumen Consolidado Chile y Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas		Resumen	Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
1.067,0	1.159,6	Ingresos de actividades ordinarias	334,3	384,0	9%	15%
443,9	487,3	EBITDA	122,5	174,0	10%	42%
155,9	209,1	Ganancia del Ejercicio	28,4	70,2	34%	147%
1.120,3	919,7	Deuda Neta	1.120,3	919,7	(18%)	(18%)
8.268	8.362	Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.781	2.811	1%	1%
2.452	2.311	Ventas de energía contratada Perú (GWh)	661	809	(6%)	22%
8.947	9.636	Generación total Chile (GWh)	2.412	3.058	8%	27%
2.370	2.977	Generación total Perú (GWh)	907	1.188	26%	31%

2. GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

2.1 Generación y Ventas Físicas Chile

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T16, 3T17 y acumulado a Sep16 y Sep17.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
9.184	9.409	Total Ventas Físicas (GWh)	2.781	3.027	2%	9%
4.888	4.813	Clientes Regulados	1.621	1.580	(2%)	(3%)
3.381	3.548	Clientes Libres	1.160	1.231	5%	6%
916	1.048	Ventas en el Mercado Spot	0	216	14%	-
1.571	1.601	Potencia (MW)	1.611	1.615	2%	0%

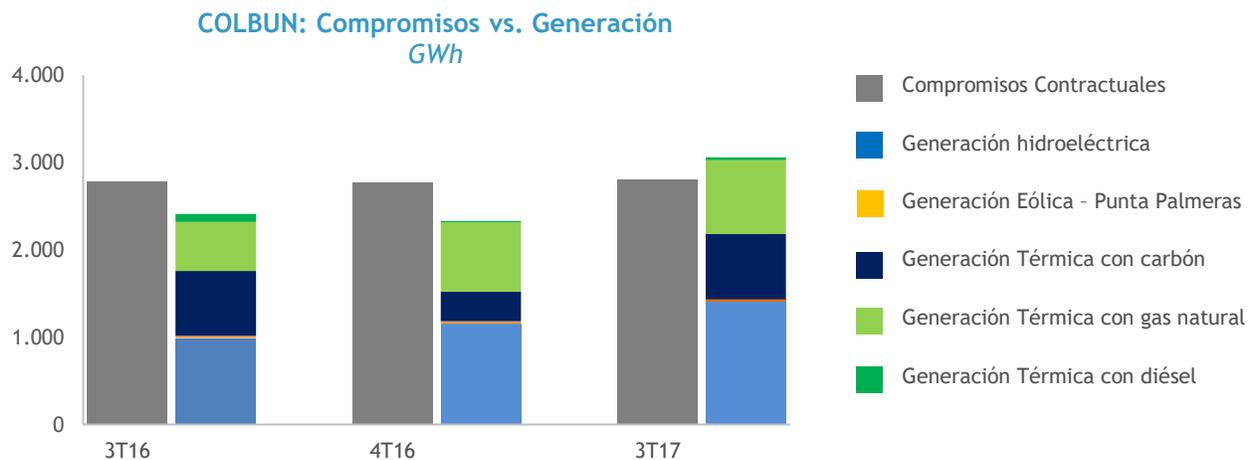
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
sept-16	sept-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
8.947	9.636	Total Generación (GWh)	2.412	3.058	8%	27%
3.614	3.741	Hidráulica	988	1.404	4%	42%
2.799	3.395	Térmica Gas	559	846	21%	51%
302	198	Térmica Diésel	94	32	(34%)	(66%)
2.166	2.221	Térmica Carbón	743	747	3%	1%
65	81	Eólica - Punta Palmeras	28	29	23%	5%
433	3	Compras en el Mercado Spot (GWh)	433	3	(99%)	(99%)
483	1.045	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(433)	213	117%	-

Las ventas físicas durante el 3T17 alcanzaron 3.027 GWh, aumentando un 9% en comparación a igual período del año anterior, explicado principalmente por ventas en el mercado spot registradas durante el trimestre y por mayores ventas a clientes libres. Por su parte, la generación del trimestre aumentó en un 27% respecto al 3T16, principalmente por una mayor generación hidráulica y una mayor generación térmica eficiente en base a gas natural (287 GWh t/t), compensado en parte por una disminución en la generación con diésel (62 GWh t/t). El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 213 GWh, comparado con compras netas de 433 GWh registradas en el 3T16. Durante el trimestre, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente** (hidroeléctrica, carbón y gas natural).

En términos acumulados, las ventas físicas y la generación total de Colbún alcanzaron a Sep17 9.409 GWh y 9.636 GWh respectivamente, aumentando un 2% y un 8% en comparación a Sep16. Las mayores ventas físicas del período se explican principalmente por mayores ventas a clientes libres y mayores ventas en el mercado spot. Por su parte, la mayor generación se explica por una mayor generación térmica eficiente en base a gas natural y una mayor generación hidráulica. El balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.045 GWh a Sep17, mayores a las ventas netas por 483 GWh registradas en igual período del año anterior.

■ ■ **Mix de Generación en Chile:** El año hidrológico (Abr17-Mar18) iniciado en Abr17, en términos acumulados, ha presentado niveles de afluentes y caudales levemente mejores en las principales cuencas hidrológicas del SIC, con respecto al período anterior. Por su parte, las precipitaciones durante el 3T17 han excedido a los valores del segundo trimestre del 2017. A modo de ejemplo, la probabilidad de excedencia de caudales acumulado durante el año hidrológico (Abr17-Mar18), por cuencas de norte a sur es: Aconcagua: 60%; Armerillo-Maule: 97%; Abanico: 93%; Canutillar: 50%; El Laja: 88%. Lo anterior ha resultado en un leve incremento en la generación hidráulica, con respecto a igual periodo del año 2016 y en un consecuente efecto de descenso en los costos marginales del sistema.

Durante el tercer trimestre del 2017 el SIC tuvo un aumento en la generación hidroeléctrica con respecto a igual periodo del año 2016 (4.990 GWh en 3T17 vs. 4.375 GWh en 3T16), explicado por un mayor nivel de afluentes y caudales en las principales cuencas hidrológicas del SIC, en conjunto con un mayor despacho de los embalses del sistema. La generación ERNC también presentó un incremento respecto del 3T16 (981 GWh en 3T16 vs. 1.331 GWh en 3T17), asociado a un alza en la capacidad instalada de estas tecnologías. El aumento de la generación hidroeléctrica y ERNC resultó en una disminución en la generación térmica, donde la generación térmica a carbón disminuyó desde 4.567 GWh en 3T16 a 3.894 GWh en 3T17. Por su parte, la generación en base a gas natural y diésel disminuyeron desde 2.720 GWh en 3T16 a 2.414 GWh en 3T17 y 301 GWh en 3T16 vs. 209 GWh en 3T17 respectivamente. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel disminuyó en un 13% desde US\$67/MWh en el 3T16 a US\$58/MWh en el 3T17.



2.2 Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T16, 3T17 y acumulado a Sep16 y Sep17 de Fenix.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
2.794	3.001	Total Ventas Físicas (GWh)	931	1.163	7%	25%
2.452	2.311	Clientes bajo Contrato	661	809	(6%)	22%
342	809	Ventas en el Mercado Spot	271	355	137%	31%
562	558	Potencia (MW)	563	556	(1%)	(1%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
2.370	2.977	Total Generación (GWh)	907	1.188	26%	31%
2.370	2.977	Térmica Gas	907	1.188	26%	31%
311	93	Compras en el Mercado Spot (GWh)	46	0	(70%)	-
31	716	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	224	355	-	58%

En términos trimestrales, los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 3T17 alcanzaron 809 GWh, un 22% mayor respecto al 3T16, principalmente por el inicio de contratos bilaterales y mayores retiros de clientes bajo contrato. Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 1.188 GWh en el 3T17 aumentando un 31% respecto a los 907 GWh en el 3T16. La mayor generación del trimestre se explica principalmente por la mayor disponibilidad de la central respecto al 3T16 producto de la limitación de transporte de gas y la desconexión de la CT Fenix durante los meses de julio y septiembre del 2016. Lo anterior implicó que **un 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación propia** y que el balance en el mercado spot alcanzara un nivel de ventas netas de 355 GWh en el 3T17 vs. ventas netas por 224 GWh en 3T16.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Sep17 alcanzaron 2.311 GWh, disminuyendo un 6% respecto a igual período del año anterior, explicado principalmente por el término de contratos bilaterales de corto plazo. Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 2.977 GWh a Sep17, aumentando un 26% respecto a Sep16, explicado por las mismas razones que en términos trimestrales. Lo anterior implicó que a Sep17 un 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación propia y se realizaran ventas netas en el mercado spot por 716 GWh vs. ventas netas por 31 GWh a Sep16.

Mix de Generación en Perú: Durante 3T17 se han presentado condiciones hidrológicas más húmedas que el tercer trimestre del año anterior. La cuenca del río Mantaro, la cual abastece al principal complejo hidroeléctrico del Perú, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW) presentó una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 27% al término del 3T17 vs. 81% en el 3T16.

La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 10% respecto a igual periodo del año 2016, debido principalmente a la entrada de nuevas plantas hidráulicas por aproximadamente 1.000 MW durante el período agosto - diciembre 2016 y a las mejores condiciones hidrológicas presentadas durante el período. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó un 9% en comparación con el 3T16 dada la mayor generación hidroeléctrica del sistema.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 3T16, 3T17 y acumulado a Sep16 y Sep17.

Tabla 4: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
1.067,0	1.159,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	334,3	384,0	9%	15%
565,0	599,6	Venta a Clientes Regulados	185,2	200,9	6%	8%
285,3	304,6	Venta a Clientes Libres	94,0	109,6	7%	17%
75,0	93,8	Ventas de Energía y Potencia	8,6	20,2	25%	134%
139,7	142,4	Peajes	45,9	46,9	2%	2%
2,0	19,2	Otros Ingresos	0,7	6,5	876%	831%
(542,5)	(594,2)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(185,5)	(182,8)	10%	(1%)
(134,1)	(143,2)	Peajes	(43,4)	(48,5)	7%	12%
(65,6)	(30,8)	Compras de Energía y Potencia	(41,9)	(12,3)	(53%)	(71%)
(188,0)	(261,4)	Consumo de Gas	(47,1)	(69,3)	39%	47%
(38,4)	(28,6)	Consumo de Petróleo	(13,1)	(5,0)	(26%)	(62%)
(54,4)	(59,6)	Consumo de Carbón	(18,8)	(21,8)	10%	16%
(62,0)	(70,6)	Otros	(21,2)	(26,0)	14%	23%
524,5	565,4	MARGEN BRUTO	148,8	201,2	8%	35%
(49,6)	(53,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(17,5)	(19,1)	9%	9%
(31,0)	(24,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(8,8)	(8,0)	(22%)	(9%)
(167,9)	(179,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(57,0)	(59,5)	7%	4%
276,0	307,8	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	65,6	114,5	12%	75%
443,9	487,3	EBITDA	122,5	174,0	10%	42%
7,6	8,5	Ingresos Financieros	2,1	3,2	12%	50%
(83,0)	(62,3)	Gastos Financieros	(23,5)	(21,8)	(25%)	(7%)
5,0	4,1	Diferencias de Cambio	0,0	2,7	(18%)	-
4,5	3,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,4	1,3	(30%)	(10%)
(6,1)	5,6	Otras Ganancias (Pérdidas)	(1,4)	(4,4)	(191%)	220%
(72,1)	(41,0)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(21,3)	(19,1)	(43%)	(11%)
204,0	266,9	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	44,3	95,4	31%	116%
(48,1)	(57,8)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(15,8)	(25,2)	20%	59%
155,9	209,1	GANANCIA (PÉRDIDA)	28,4	70,2	34%	147%
153,1	194,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	29,4	70,1	27%	139%
2,8	14,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,9)	0,1	422%	-

(*): 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 Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	sep-16	dic-16	sep-17
Chile (CLP / US\$)	658,02	669,47	637,93
Chile UF (CLP/UF)	26.224,30	26.347,98	26.656,79
Perú (Pen / US\$)	3,40	3,36	3,27

3.1. Análisis Resultado Operacional Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T16, 3T17 y acumulado a Sep16 y Sep17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
907,4	1.013,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	285,3	332,5	12%	17%
475,1	508,7	Venta a Clientes Regulados	156,9	169,6	7%	8%
267,0	293,5	Venta a Clientes Libres	87,8	106,3	10%	21%
54,2	82,9	Ventas de Energía y Potencia	2,8	14,4	53%	412%
109,8	112,7	Peajes	37,4	36,8	3%	(2%)
1,3	15,7	Otros Ingresos	0,4	5,4	-	-
(437,7)	(490,2)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(154,8)	(147,2)	12%	(5%)
(106,9)	(116,3)	Peajes	(35,8)	(38,8)	9%	8%
(51,3)	(27,7)	Compras de Energía y Potencia	(38,8)	(12,2)	(46%)	(69%)
(133,5)	(194,1)	Consumo de Gas	(29,4)	(45,0)	45%	53%
(38,4)	(28,6)	Consumo de Petróleo	(13,1)	(5,0)	(26%)	(62%)
(54,4)	(59,6)	Consumo de Carbón	(18,8)	(21,8)	10%	16%
(53,2)	(63,9)	Otros	(18,9)	(24,4)	20%	30%
469,7	523,3	MARGEN BRUTO	130,5	185,3	11%	42%
(45,3)	(49,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,1)	(17,7)	10%	10%
(22,5)	(22,1)	Otros Gastos, por Naturaleza	(8,0)	(7,0)	(2%)	(11%)
(144,0)	(155,6)	Gastos por Depreciación y Amortización	(49,0)	(51,7)	8%	5%
258,0	295,9	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	57,4	108,8	15%	90%
401,9	451,5	EBITDA	106,5	160,6	12%	51%

(*): 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.

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T17 ascendieron a US\$332,5 millones**, aumentando un 17% respecto al 3T16, debido principalmente a: (1) mayores ventas a clientes libres y regulados; (2) mayores ingresos por ventas de energía y potencia en el mercado spot y (3) mayores "Otros Ingresos" operacionales debido principalmente a la porción del impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (que entró en vigencia en enero de 2017) traspasada a clientes libres. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos por peajes, explicado por menores ingresos tarifarios recibidos en 2017 en comparación con el mismo período del año anterior, producto del efecto de liquidación anual de peajes.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep17 ascendieron a **US\$1.013,5 millones**, aumentando un 12% respecto a igual período del año anterior. Los mayores ingresos del período se explican principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, sumadas a mayores ingresos por concepto de peajes producto de un aumento del cargo único a clientes regulados por el decreto precio nudo publicado en julio 2016.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron en términos trimestrales un 5%**, explicado principalmente por menores compras de energía y potencia en el mercado spot y por un menor consumo de diésel producto de la mejor condición hidrológica comparado con 2016. Los menores costos del trimestre fueron parcialmente compensados por: (1) un mayor consumo de gas debido a una mayor generación con este combustible; y (2) por mayores costos registrados en la línea "Otros" correspondientes a aquella porción del impuesto a las emisiones asociada a clientes libres.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles a Sep17 ascendieron a **US\$490,2 millones**, aumentando un 12% respecto a Sep16. Los mayores costos se explican por: (1) un mayor consumo de gas; (2) por mayores costos registrados en la línea “Otros” correspondientes a aquella porción del impuesto a las emisiones asociada a clientes libres; y (3) mayores costos por concepto de peajes. Estos mayores costos fueron principalmente compensados por menores compras de energía y potencia en el mercado spot y por un menor consumo de diésel.

En términos trimestrales, el EBITDA aumentó un **51%** respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando US\$160,6 millones. El aumento se explica principalmente por: (1) mayores ingresos de actividades ordinarias; (2) menores costos de materias primas y consumibles utilizados; y (3) por la mayor generación hidroeléctrica, producto de las mejores condiciones hidrológicas registradas.

En términos acumulados, el EBITDA aumentó desde US\$401,9 millones a Sep16 a **US\$451,5 millones a Sep17**. El mayor EBITDA se explica principalmente por mayores ventas físicas y mayores márgenes de contribución producto de un mix de generación más eficiente a Sep17 respecto igual período del año 2016.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 3T16, 3T17 y acumulado a Sep16 y Sep17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sept-16	sept-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
159,6	146,1	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	49,1	51,5	(8%)	5%
89,9	91,0	Ventas a clientes Regulados	28,3	31,3	1%	11%
18,4	11,1	Venta a Clientes Libres	6,2	3,3	(39%)	(46%)
20,8	10,9	Ventas Otras Generadoras	5,8	5,7	(48%)	(1%)
29,9	29,6	Peajes	8,5	10,1	(1%)	19%
0,7	3,5	Otros Ingresos	0,3	1,0	437%	100%
(104,9)	(104,0)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(30,8)	(35,7)	(1%)	16%
(27,2)	(26,8)	Peajes	(7,5)	(9,6)	(1%)	28%
(14,4)	(3,0)	Compras de Energía y Potencia	(3,2)	(0,1)	(79%)	(95%)
(54,5)	(67,4)	Consumo de Gas	(17,7)	(24,3)	24%	37%
(8,8)	(6,8)	Otros	(2,4)	(1,6)	(23%)	(32%)
54,8	42,1	MARGEN BRUTO	18,3	15,8	(23%)	(14%)
(4,2)	(4,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,4)	(1,4)	(2%)	0%
(8,6)	(2,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,8)	(1,0)	(75%)	15%
(23,9)	(23,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,0)	(7,8)	0%	(2%)
18,1	11,9	RESULTADO DE OPERACIÓN	8,1	5,6	(34%)	(31%)
41,9	35,8	EBITDA	16,1	13,5	(15%)	(16%)

Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 3T17 ascendieron a US\$51,5 millones**, aumentando un 5% con respecto al 3T16, explicado principalmente por: (1) mayores ventas a clientes regulados producto del inicio de contratos bilaterales y (2) por mayores ingresos por concepto de peajes. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por menores ventas a clientes libres.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep17 ascendieron a **US\$146,1 millones**, disminuyendo un 8% respecto a Sep16, explicado por menores ventas a otras generadoras y por menores ventas a clientes regulados debido al vencimiento de contratos bilaterales de corto plazo. Estas disminuciones fueron principalmente compensadas por mayores ventas a clientes libres y por mayores otros ingresos.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados aumentaron un 16%** respecto a igual trimestre del año anterior. El aumento respecto a 3T16 se explica principalmente por un mayor consumo de gas, producto de la mayor generación del trimestre y por mayores costos por peajes.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron **US\$104,0 millones** a Sep17, en línea con respecto a Sep16.

El **EBITDA** de Fenix totalizó **US\$13,5 millones** al 3T17, menor que el EBITDA de US\$16,1 millones registrado en el 3T16. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de actividades ordinarias producto de las mayores ventas en el mercado spot a menores costos marginales. Lo anterior fue principalmente compensado por mayores ventas a clientes regulados y libres, menores compras de energía y potencia en el mercado spot y por mayores ingresos por peajes.

En términos acumulados, el **EBITDA** de Fenix a Sep17 alcanzó **US\$35,8 millones** vs. el EBITDA de US\$41,9 millones a Sep16. La disminución se explica principalmente por: (1) menores ingresos de actividades ordinarias producto de las mayores ventas en el mercado spot a menores costos marginales; y (2) mayor consumo de gas producto de la mayor generación del período en base a este combustible. Estos efectos fueron principalmente compensados por: (1) menores compras de energía y potencia en el mercado spot; y (2) mayores ventas a clientes libres.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 3T16, 3T17 y acumulado a Sep16 y Sep17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 8: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
7,6	8,5	Ingresos Financieros	2,1	3,2	12%	50%
(83,0)	(62,3)	Gastos Financieros	(23,5)	(21,8)	(25%)	(7%)
5,0	4,1	Diferencias de Cambio	0,0	2,7	(18%)	-
4,5	3,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,4	1,3	(30%)	(10%)
(6,1)	5,6	Otras Ganancias (Pérdidas)	(1,4)	(4,4)	(191%)	220%
(72,1)	(41,0)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(21,3)	(19,1)	(43%)	(11%)
204,0	266,9	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	44,3	95,4	31%	116%
(48,1)	(57,8)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(15,8)	(25,2)	20%	59%
155,9	209,1	GANANCIA (PÉRDIDA)	28,4	70,2	34%	147%
153,1	194,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	29,4	70,1	27%	139%
2,8	14,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,9)	0,1	422%	(108%)

El **resultado no operacional** el 3T17 presentó una **pérdida de US\$19,1 millones**, que se compara positivamente con la pérdida de US\$21,3 millones en 3T16. La menor pérdida del trimestre se explica principalmente por: (1) el efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre; (2) menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente en el período producto de prepagos por -US\$500 millones realizados en junio y julio del 2016; y (3) mayores ingresos

financieros provenientes de un mayor saldo en Efectivo y Efectivo Equivalente y de mejores tasas de inversión. Estos efectos fueron principalmente compensados por mayores gastos registrados en la línea Otras ganancias (pérdidas), los que corresponden principalmente al gasto por impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (Ley 20.780), el cual comenzó a regir a partir de Ene17.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep17 presentó una **pérdida de US\$41,0 millones**, menor a la pérdida de US\$72,1 millones presentada a Sep16. La menor pérdida se explica principalmente por: (1) un ingreso no recurrente registrado durante el 2T17 por US\$23,4 millones, producto del reconocimiento de un activo por impuestos diferidos en nuestra filial Fenix; (2) menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente en el período explicada anteriormente; y (3) mayores ingresos financieros resultantes de los intereses devengados provenientes de un mayor saldo en Efectivo y Efectivo Equivalente y de mejores tasas de inversión. Estos menores gastos fueron principalmente compensados por mayores gastos registrados en la línea Otras ganancias (pérdidas), los cuales corresponden principalmente al gasto por impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (Ley 20.780).

El **gasto por impuestos a las ganancias** del 3T17 ascendió a **US\$25,2 millones**, superior a los US\$15,8 millones del 3T16. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por la mayor utilidad antes de impuestos del trimestre y por un aumento en la tasa de impuesto desde 24% a 25,5%.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Sep17 ascendió a **US\$57,8 millones**, mayor con respecto a los US\$48,1 millones presentados en Sep16, explicado principalmente por las mismas razones que en términos trimestrales.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2016 y al 30 de septiembre de 2017. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

Tabla 9: Principales Partidas del Balance Consolidado, Chile y Perú (US\$ millones)

	dic-16	sep-17	Var	Var %
Activos corrientes	947,6	1.070,7	123,1	13%
Activos no corrientes	5.875,0	5.826,1	(48,8)	(1%)
TOTAL ACTIVOS	6.822,6	6.896,8	74,2	1%
Pasivos corrientes	360,1	279,4	(80,6)	(22%)
Pasivos no corrientes	2.672,7	2.662,3	(10,4)	(0%)
Patrimonio neto	3.789,8	3.955,1	165,2	4%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.822,6	6.896,8	74,2	1%

■ ■ ■ **Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$1.070,7 millones, aumentando un 13% con respecto al cierre de Dic16, explicado principalmente por un aumento del Efectivo y Efectivo Equivalente producto de los flujos provenientes de actividades de la operación.

■ ■ ■ **Activos No Corrientes:** Registraron US\$5.826,1 millones al cierre de Sep17, disminuyendo levemente con respecto al saldo existente a Dic16 producto de la depreciación de activo fijo, compensado en parte por el capex del período.

■ ■ ■ **Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$279,4 millones al cierre de Sep17, lo cual implicó una disminución de US\$80,6 millones en relación al cierre de Dic16. Esta variación se explica principalmente por el pago de dividendos provisionados en diciembre de 2016, por un monto de US\$60,4 millones. Este efecto fue en parte compensado por las mayores compras de combustibles producto de la mayor generación térmica.

■ ■ ■ **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$2.662,3 millones al cierre de Sep17, manteniéndose en línea en comparación con Dic16.

■ ■ ■ **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.955,1 millones, lo cual significó un aumento de un 4% en relación al cierre de Dic16. Este aumento se debe principalmente a la utilidad del período, por las razones explicadas anteriormente.

■ ■ ■ **Análisis de Deuda:** La Deuda Financiera alcanzó US\$1.695,5 millones, en línea con respecto a Dic16. Por su parte, las Inversiones Financieras totalizaron en US\$775,8 millones aumentando un 16% en comparación a Dic16, explicado principalmente por los flujos provenientes de actividades de la operación. Dado lo anterior, la Deuda Neta totalizó en US\$919,7 millones. Por su parte, el EBITDA LTM (últimos 12 meses) se mantuvo en línea con respecto al cierre del 2016.

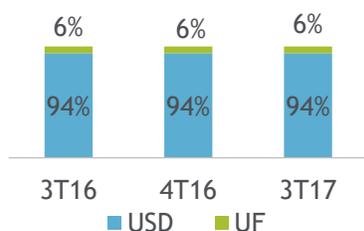
El ratio Deuda Neta/EBITDA LTM se redujo desde 1,7 veces al cierre de Dic16 a 1,4 veces al cierre de Sep17.

La vida media de la Deuda Financiera de largo plazo es de 5,4* años.

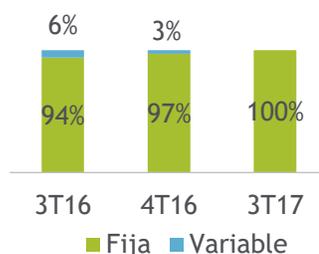
La tasa promedio de la Deuda Financiera de largo plazo denominada en dólares es de 5,22%*.

(*) Cifras a Sep17, por lo tanto, no incorporan los efectos producto de la emisión de una nueva serie de bonos en el mercado internacional por US\$500 millones, a tasa cupón de 3,95%.

Deuda por Moneda*

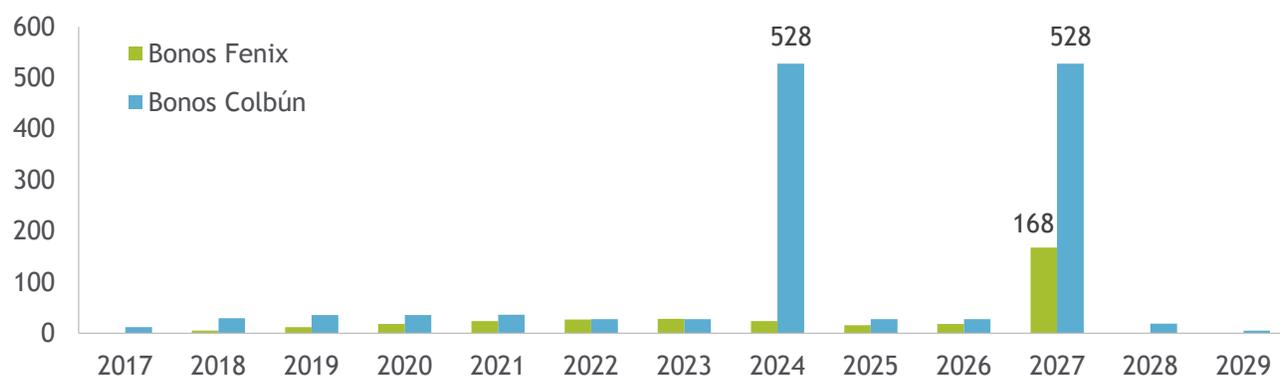


Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

Perfil de Amortización de Deuda de Largo Plazo (US\$ millones)*



(*) El perfil de amortización de la deuda incorpora el refinanciamiento del bono internacional con vencimiento en el año 2020, a través de la emisión de una nueva serie de bonos en el mercado en octubre de 2017, a 10 años plazo.

Tabla 10: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-16	sep-17	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.710,0	1.695,6	(14,4)	(1%)
Inversiones Financieras**	667,0	775,8	108,8	16%
Deuda Neta	1.043,0	919,7	(123,3)	(12%)
EBITDA LTM	601,7	645,2	43,4	7%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,7	1,4	(0,3)	(18%)

(*) El monto incluye bono internacional de US\$340 millones y leasing financiero de US\$15,3 millones, ambos asociados a Fenix sin recurso a Colbún.

(**) 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.

5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado. Los indicadores financieros de Balance son calculados a la fecha que se indica y los del Estado de Resultados consideran el resultado acumulado de los últimos doce meses a la fecha indicada.

Tabla 11: Índices Financieros

Indicador	dic-16	sep-17	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,63	3,83	45,6%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,51	3,66	46,0%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,80	0,74	(7,1%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,87%	9,50%	(20,0%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,13%	90,50%	2,7%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,63	5,04	38,8%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,49%	6,66%	21,3%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,93%	3,79%	29,2%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	6,61%	7,31%	10,6%

Los indicadores de flujo corresponden a valores de los últimos 12 meses.

- Patrimonio promedio: Patrimonio trimestre actual más el patrimonio un año atrás dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo trimestre actual más el total de activo un año atrás dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, Plantas y Equipos trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás dividido por dos.

■ ■ La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de 3,83x y 3,66x a Sep17 respectivamente, aumentando con respecto a Dic16 un 46%, debido a: (1) un aumento en los activos corrientes explicado principalmente por un aumento del Efectivo y Efectivo equivalente producto de los flujos provenientes de actividades de operación, (2) la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del pago de dividendos provisionados en diciembre de 2016 por US\$60,4 millones durante el período.

■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó 0,74x a Sep17, comparado con el valor de 0,80x a Dic16. La disminución de 7% se explica principalmente por la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del pago de dividendos explicado anteriormente y por el aumento en el patrimonio neto producto de las utilidades del período.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Sep17 fue de 9,50%, menor al valor de 11,87% obtenido a Dic16, explicado principalmente por la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del pago de dividendos.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Sep17 fue de 90,50%, mayor al valor de 88,13% obtenido a Dic16, explicado principalmente por la disminución en los Pasivos corrientes en operación antes mencionado.

■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Sep17 fue de 5,04x, mayor al valor de 3,63x obtenido a Dic16, producto de la mayor ganancia antes de impuestos registrada y porque durante el período se registraron menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente producto de los prepagos por -US\$500 millones realizados durante el año 2016. La mayor ganancia del trimestre se explica principalmente por el mayor EBITDA LTM a Sep17 y por un ingreso no recurrente por US\$23,4 millones, explicados anteriormente.

■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** y la **Rentabilidad del Activo** del trimestre fueron de 6,66% y 3,79%, aumentando en relación a Dic16. El aumento en la rentabilidad patrimonial se debe principalmente a que la utilidad LTM a Sep17 aumentó con respecto a Dic16, principalmente debido a un mayor EBITDA LTM a Sep17 y a un ingreso no recurrente, explicados anteriormente; y a que el patrimonio a Sep17 es superior a igual período del año 2016 principalmente producto de las utilidades acumuladas. Por su parte, el aumento en la rentabilidad del activo se explica principalmente por el aumento en el resultado de operación.

■ ■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** del trimestre fue de 7,31%, mayor al rendimiento obtenido a Dic16. El aumento se explica principalmente debido al mayor resultado de la operación.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



El comportamiento del Flujo de Efectivo de la sociedad se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 12: Resumen del Flujo Efectivo de Chile y Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-16	sep-17		3T16	3T17	Ac/Ac	T/T
1.080,8	667,0	Efectivo Equivalente Inicial*	868,1	680,5	(38%)	(22%)
415,7	406,8	Flujo Efectivo de la Operación	108,8	170,4	(2%)	57%
(702,0)	(195,7)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(285,5)	(43,3)	(72%)	(85%)
(183,8)	(105,3)	Flujo Efectivo de Inversión**	(71,6)	(33,7)	(43%)	(53%)
(470,1)	105,8	Flujo Neto del Período	(248,3)	93,4	-	-
9,5	3,0	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	0,4	2,0	(69%)	346%
620,2	775,8	Efectivo Equivalente Final	620,2	775,8	25%	25%

(*) El “Efectivo Equivalente” 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 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 3T17, la Compañía presentó un **Flujo de Efectivo neto positivo de US\$93,4 millones**, comparado con el Flujo de Efectivo neto negativo de US\$248,3 millones del trimestre anterior.

Actividades de la operación: Durante el 3T17 se generó un flujo neto positivo de US\$170,4 millones, aumentando un 57% respecto al 3T16. El aumento se explica principalmente por menores pagos a proveedores el 3T17.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$406,8 millones a Sep17, en línea respecto a Sep16.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$43,3 millones durante el 3T17, que se compara con el flujo neto negativo de US\$285,5 millones al 3T16. El mayor flujo neto negativo del 3T16 está asociado principalmente a los prepagos de deuda financiera por US\$250,0 millones durante dicho trimestre. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$195,7 millones a Sep17, menor que el flujo neto negativo de US\$702,0 millones a Sep16, explicado principalmente por los prepagos de deuda financiera por aproximadamente US\$500,0 millones durante al año 2016.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$33,7 millones durante el 3T17, menor que los desembolsos por US\$71,6 millones al 3T16. El menor flujo neto negativo de este trimestre estuvo principalmente asociado al Proyecto La Mina.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$105,3 millones a Sep17, menores a los desembolsos por US\$183,8 millones a Sep16, explicado principalmente por las menores inversiones asociado al término de la construcción del Proyecto.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.901 MW (incorporando 34 MW de la Central Hidroeléctrica La Mina, que al 30 de septiembre de 2017 se encuentra en etapa de pruebas inyectando energía al sistema), conformada por 2.271 MW en unidades térmicas y 1.630 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile, donde representa cerca del 21% del mercado y también opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 7% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen a comprometer a través de contratos que le permitan maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural, por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación (propias o adquiridas a terceros) con costos eficientes y eventualmente, en caso de existir déficit/superávit se puede recurrir a comprar/vender energía en el mercado spot a costo marginal.

7.1 Perspectiva De Mediano Plazo Chile

El año hidrológico iniciado en abril de 2017 ha presentado condiciones secas, mostrando precipitaciones menores respecto a un año normal, al 30 de septiembre la probabilidad de excedencia del SIC alcanzó un 93%. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas. Cabe recordar, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con ERSa y con Metrogas para el período 2017-2019. Estos contratos permiten contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año.

Adicionalmente, el 24 de mayo de 2017, se suscribió con ERSa un nuevo contrato de suministro de gas natural con capacidad reservada de regasificación, que permitirá dar continuidad operativa al Complejo Nehuencho. El cual posteriormente fue modificado el día 26 de julio del 2017 por Colbún y ERSa, con la finalidad de adelantar su entrada en vigencia y ampliar los volúmenes de capacidad de regasificación originalmente pactados. Con la modificación suscrita, la entrada en vigencia de éste se adelanta un año, con lo cual comenzará a ser efectivo a contar del 1° de enero de 2018, extendiéndose su duración a un plazo de 13 años.

Respecto de la contratación de energía, en octubre de 2017 Colbún firmó un acuerdo de abastecimiento de energía eléctrica por 630 GWh anuales a 10 años plazo con CMPC para sus diversas actividades industriales. Con lo anterior, durante los últimos meses Colbún ha suscrito contratos de suministro de mediano plazo con clientes libres por más de 1.600 GWh y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel balanceado entre generación propia costo-eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales y de las condiciones hidrológicas.

7.2 Perspectiva De Mediano Plazo Perú

El tercer trimestre del año 2017 se ha desarrollado con una condición hidrológica húmeda y con mayores tasas de crecimiento de la demanda (variación de 1,6% respecto al mismo trimestre del año anterior).

El comportamiento futuro de los costos marginales estará supeditado principalmente al comportamiento de la demanda, a la hidrología y a la variación en los precios de los *commodities*.

7.3 Plan De Crecimiento y Acciones De Largo Plazo

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

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

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en distintas etapas de madurez, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos, fuentes variables y sus respectivas líneas de transmisión.

Proyectos en ejecución

■ ■ ■ Proyecto PMGD Ovejería (9 MW): Se trata de la construcción de una planta fotovoltaica del tipo PMGD que se ubica en la Región Metropolitana. La capacidad instalada será de 9 MW con una generación media anual aproximada de 22 GWh/año, energía que será entregada a través de una línea existente.

En julio de este año, el Directorio autorizó realizar esta inversión con un plazo de inicio de operación hasta el segundo trimestre de 2018. El inicio de la construcción está programado para fines del 2017. Actualmente se encuentran realizadas las compras de los equipos principales y está en proceso la limpieza de terreno y construcción del cerco perimetral.

Proyectos en desarrollo

■ ■ ■ Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW): 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 - 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 hizo el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al proyecto, el cual fue 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 preparando los antecedentes para realizar el reingreso del EIA y en paralelo, desarrollando un plan de acción con los municipios, servicios públicos, autoridades regionales, comunidades indígenas con el objeto de socializar el proyecto con estos actores.

El 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.

■ ■ ■ **Proyecto Guaiquivilo Melado:** El proyecto central hidroeléctrica Guaiquivilo Melado es un complejo hidroeléctrico ubicado en las cuencas de los ríos Guaiquivilo y Melado, en la comuna de Colbún, Provincia de Linares. Cuenta una potencia total de 316 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.629 GWh. Para inyectar la energía al SIC se considera una LAT de 220 kV con una extensión total aproximada de 90 km desde la Central Guaiquivilo hasta su punto de conexión en la LAT Los Cóndores.

Durante el tercer trimestre de 2017 continúa la preparación del Estudio de Impacto Ambiental y el desarrollo de ingeniería de las últimas adecuaciones al proyecto.

■ ■ ■ **Proyecto Los Cuartos:** El proyecto hidroeléctrico Los Cuartos se ubica en el río Biobío, próximo a la localidad de San Carlos de Purén, a unos 5 km río arriba de la intersección con la Carretera Panamericana Sur. Esta central hidroeléctrica cuenta con derechos de agua que permiten alcanzar una potencia de 93 MW, con una generación media anual de aproximadamente 511 GWh. El proyecto también considera una línea de transmisión eléctrica de 10 km de longitud para conectar en la subestación Mulchén.

El proyecto se encuentra en evaluación desde el punto de vista del negocio para poder continuar su desarrollo en la etapa de ingeniería básica.

■ ■ ■ **Proyecto El Médano:** El Médano es un proyecto hidroeléctrico, que se ubica a continuación del proyecto La Mina en el río Maule, esto es en la comuna de San Clemente, aproximadamente 100 km al oriente de la ciudad de Talca. Este contempla una capacidad instalada de 6 MW y una generación media anual de 26 GWh, cuya energía generada se evacuará a través de la línea de transmisión de CH La Mina. El Médano está concebida como una obra compacta, es decir, en una misma estructura se concentra la captación, la casa de máquinas y la restitución al río.

Durante el tercer trimestre de 2017 se continuó con el desarrollo de ingeniería básica y la tramitación de la DIA, ingreso que fue realizado en julio.

■ ■ ■ **Proyectos de fuentes variables:** La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación provenientes de fuentes variables, 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, inclusive se ha definido como meta llegar al menos a un 70% de energías renovables para el año 2050, como muy bien se señala en el documento “Energía 2050: Política Energética de Chile” elaborado por el Ministerio de Energía. 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 energía renovable, y con Acciona Energía por la compra de la energía y atributos de energía renovable 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 de energía renovable por 200 GWh/año.

En este contexto, también durante el 2016 se suscribió un contrato de compra de energía solar y atributos energía renovable por 500 GWh/año con Total SunPower.

En adición a lo anterior, este año 2017 Colbún está desarrollando un proyecto PMGD (Pequeño Medio de Generación Distribuida) - fotovoltaico de 9 MW en la zona central de Chile.

También en este año 2017, Colbún se adjudicó una concesión por 30 años en una licitación convocada por el Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo, construcción y operación de un Parque Eólico ubicado a 70 kilómetros aproximados al noreste de Taltal (una de las zonas con la mejor calidad de vientos para este tipo de iniciativas a nivel nacional). Este proyecto se denomina Parque Eólico "Horizonte" y considera 607 MW de capacidad instalada y una generación equivalente al consumo de más de 700 mil hogares. En este sentido, la concesión establece un plazo para el periodo de estudios de hasta 48 meses luego de la firma del convenio entre las partes, mientras que la fase de construcción contemplará un plazo de hasta 36 meses.

■ ■ ■ HidroAysén: Colbún participa en un 49% de la propiedad de HidroAysén S.A.

Colbún S.A. ha sostenido que el desarrollo del potencial hidroeléctrico presenta beneficios en el largo plazo para el crecimiento del país, pues así se dispone de una matriz diversificada y renovable. Sin embargo, la compañía también ha señalado que iniciativas de las características de HidroAysén requieren ser desarrolladas en el marco de una política energética que cuente con amplio consenso nacional. En ese contexto, y considerando también que los proyectos que desarrolle deben agregar valor a la compañía, Colbún propondrá en las instancias societarias correspondientes de HidroAysén S.A. la cancelación del Proyecto y la disolución de la sociedad.

Sin perjuicio de lo anterior, se informa que en el cierre del ejercicio 2014, Colbún S.A. registró una provisión por el deterioro de su participación en HidroAysén S.A. por un monto aproximado de US\$102 millones y por lo tanto la disolución no tendrá efectos contables adversos que sean materiales.

■ ■ ■ Proyecto Unidad II del Complejo Santa María (350 MW): Respecto al desarrollo de este proyecto, Colbún ha decidido no proceder con la construcción de la segunda unidad del complejo termoeléctrico Santa María mientras no estén dadas las condiciones ni de mercado ni sociales para ejecutar la iniciativa.

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de Gestión de Riesgo está orientada a resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, identificando y gestionando las fuentes de incertidumbre que la afectan o puedan afectar.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbún como las áreas tomadoras de riesgo.

Los límites de riesgo tolerables, las métricas para la medición del riesgo y la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de gestión de riesgo es responsabilidad de la Gerencia General así como de cada división y gerencia de la Compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Control de Gestión y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos y Sostenibilidad.

B. Factores de Riesgo

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos que se han clasificado en riesgos del negocio eléctrico y riesgos financieros.

B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

En Chile, el 48% de la capacidad instalada de Colbún es hidráulica, por lo que la Compañía está expuesta a las variables hidrológicas.

En condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas de respaldo o bien recurrir al mercado spot. Esta situación podría encarecer los costos de Colbún, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objetivo mantener un equilibrio entre la generación competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente, otras energías renovables costo eficientes y debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia y volatilidad) y los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetidas sequías, una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados, con el objetivo de minimizar el uso del agua y asegurar la disponibilidad operacional durante periodos de escasez hídrica, Colbún ha construido una Planta de Osmosis Inversa que permite reducir hasta en un 50% el agua utilizada en el proceso de enfriamiento de los ciclos combinados del Complejo Nehuenco. La planta terminó su construcción en mayo de 2017 y entró en operación durante el tercer trimestre del 2017.

En Perú, Colbún cuenta con una central de ciclo combinado y una política comercial orientada a comprometer a través de contratos de mediano y largo plazo, dicha energía de base. La exposición a hidrologías secas es acotada ya que sólo impactaría en caso de eventuales fallas operacionales que obliguen a recurrir al mercado spot. Adicionalmente el mercado eléctrico peruano presenta una oferta térmica eficiente y disponibilidad de gas natural local suficiente para respaldarla.

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones *call* y opciones *put*, entre otras, para cubrir la porción remanente de esta exposición en caso de existir. En caso contrario, ante una hidrología abundante, la Compañía podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot cuyo precio estaría en parte determinado por el precio de los combustibles.

En Perú, el costo del gas natural tiene una menor dependencia de los precios internacionales, dada una importante oferta doméstica de este hidrocarburo, lo que permite acotar la exposición a este riesgo.

Al igual que en Chile, la proporción que queda expuesta a variaciones de precios internacionales es mitigada mediante fórmulas de indexación en contratos de venta de energía.

Por lo anteriormente expuesto, la exposición al riesgo de variaciones de precios de los combustibles se encuentra en parte mitigado.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

Respecto del suministro de combustibles líquidos, en Chile la Compañía mantiene acuerdos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

Respecto al suministro de gas natural en Chile, Colbún mantiene contratos de mediano plazo con ERSA y Metrogas y para el largo plazo destaca el nuevo contrato con opciones de suministro de gas natural licuado y capacidad reservada de regasificación -de fecha 24 de mayo y complementado el 26 de julio-, vigente desde el año 2018 al 2030 que permitirá a Colbún disponer de gas natural para el Complejo Nehuenco. Por su parte, en Perú, Fenix cuenta con contratos de largo plazo con el consorcio ECL88 (Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol) y acuerdos de transporte de gas con TGP.

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María Unidad I, se realizan licitaciones (la última en diciembre de 2016), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana y una política de gestión de inventario de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión de Colbún son fundamentales para el negocio. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos programados, preventivos y predictivos a sus equipos, acorde a las recomendaciones de sus proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de riesgos a través de seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico y perjuicio por paralización.

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado por factores tales como: retrasos en la obtención de permisos, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas imprevistas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

La exposición de la Compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos. Además, se incorporan niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción. Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo “Todo Riesgo de Construcción” que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha activación de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Como parte de esta complejidad, los plazos de tramitación ambiental se han hecho más inciertos, los que en ocasiones son además seguidos por extensos procesos de judicialización. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

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

B.1.6. Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para el sector de generación, donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo, ejecución y retorno de la inversión. Colbún estima que los cambios regulatorios deben hacerse considerando las complejidades del sistema eléctrico y manteniendo los incentivos adecuados para la inversión. Es importante disponer de una regulación que entregue reglas claras y transparentes que consoliden la confianza de los agentes del sector.

En Chile, la agenda energética impulsada por el gobierno contempla diversos cambios regulatorios, los que dependiendo de la forma en que se implementen podrían representar una oportunidad o riesgo para la Compañía. Son de especial relevancia los cambios que actualmente se están discutiendo en el Congreso acerca de (i) la reforma al Código de Aguas, (ii) la ley relativa al fortalecimiento de la regionalización del país, (iii) el proyecto de ley que crea el Ministerio de Pueblos Indígenas, (iv) el proyecto de ley que crea el Consejo Nacional y los Consejos de Pueblos Indígenas y (v) la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas. Así también son importantes las iniciativas en el sector como (i) definición de los reglamentos necesarios para la correcta aplicación de la nueva Ley de Transmisión Eléctrica ya promulgada, (ii) la definición de la Política Energética a largo plazo para el país (2050) que ya se encuentra en su etapa de difusión, entre otras.

En Perú, la autoridad se encuentra realizando estudios de modificaciones regulatorias para el sector eléctrico. Algunos de los temas que se están contemplando tienen relación con: (i) Generación/Mercado Mayorista (incluir en el mercado de corto plazo a los grandes usuarios libres), (ii) Dualidad (nueva metodología para fiscalizar el performance de las unidades duales), (iii) Modificación en procesos de licitación de energía, (iv) cambios en el concepto de declaración de precios del gas.

De la calidad de estas nuevas regulaciones y de las señales que por ello entregue la autoridad, dependerá -en buena medida- el necesario y equilibrado desarrollo del mercado eléctrico en los próximos años, tanto en Chile como en Perú.

B.1.7. Riesgo de variación de demanda/oferta y de precio de venta de la energía eléctrica

La proyección de demanda de consumo eléctrico futuro es una información muy relevante para la determinación del precio de mercado.

En Chile, un bajo crecimiento de la demanda, una baja en el precio de los combustibles y un aumento en el ingreso de proyectos de energías renovables variables solar y eólica determinaron durante el año 2016 una baja en el precio de corto plazo de la energía (costo marginal).

Respecto de los valores de largo plazo, la licitación de suministro de clientes regulados concluida en agosto de 2016 se tradujo en una baja importante en los precios presentados y adjudicados, reflejando la mayor dinámica competitiva que existe en este mercado y el impacto que está teniendo la irrupción de nuevas tecnologías -solar y eólica fundamentalmente- con una significativa reducción de costos producto de su masificación. Aunque se puede esperar que los factores que gatillan esta dinámica competitiva y tendencia en los precios se mantengan a futuro, es difícil determinar su alcance preciso en los valores de largo plazo de la energía.

Adicionalmente, y dada la diferencia de precios de la energía entre clientes libres y regulados, pudiese ocurrir que ciertos clientes regulados podrían acogerse a régimen de cliente libre. Lo anterior se puede producir dada la opción, contenida en la legislación eléctrica que permite que los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden ser categorizados como clientes regulados o libres. Colbún tiene uno de los parques de generación más eficientes del sistema chileno, por lo que tiene la capacidad de ofrecer condiciones competitivas.

En Perú, también se presenta un escenario de desbalance temporal entre oferta y demanda, generado principalmente por el aumento de oferta eficiente (centrales hidroeléctricas y a gas natural).

El crecimiento que se ha observado en el mercado chileno (y potencialmente en el peruano) de fuentes de generación renovables no convencionales como la generación solar y eólica, puede generar costos de integración y por lo tanto afectar las condiciones de operación del resto del sistema eléctrico, sobre todo en ausencia de un mercado de servicios complementarios que remunere adecuadamente los servicios necesarios para gestionar la variabilidad de las fuentes de generación indicadas.

B.2 Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también a las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contrapartes u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por fluctuaciones de monedas que provienen de dos fuentes. La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos).

La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

La exposición a flujos en monedas distintas al dólar se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de las ventas de la Compañía denominada directamente o con indexación al dólar. Del mismo modo, los principales costos corresponden a compras de petróleo diésel, gas natural y carbón, los que incorporan fórmulas de fijación de precios basados en precios internacionales denominados en dólares. Respecto de los desembolsos en proyectos de inversión, la Compañía incorpora indexadores en sus contratos con proveedores y en ocasiones recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas al dólar.

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una Política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales denominadas en monedas distintas al dólar. Para efectos de lo anterior, Colbún mantiene una proporción relevante de sus excedentes de caja en dólares y adicionalmente recurre al uso de derivados, siendo los más utilizados swaps de moneda y forwards.

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. Para mitigar este riesgo se utilizan swaps de tasa de interés fija.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tabla 13: Perfil de Deuda Financiera

Tasa de interés	sep-16	dic-16	sep-17
Fija	94%	97%	100%
Variable	6%	3%	0%
Total	100%	100%	100%

Al 30 de septiembre de 2017, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

B.2.3 Riesgo de crédito

La Compañía se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta.

Con respecto a las colocaciones en Tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio y revisados periódicamente.

Al 30 de septiembre de 2017, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales.

Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “*money market*”.

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 11.b de los Estados Financieros.

B.2.4 Riesgo de liquidez

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

Al 30 de septiembre de 2017, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$776 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 89 días (se incluyen depósitos con duración superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados) y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días. Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy: (i) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (ii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$90 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Éste remanente de intereses y amortizaciones menores se espera cubrir con la generación propia de flujos de caja.

Al 30 de septiembre de 2017, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA- por Fitch Ratings y AA- por Standard & Poor's (S&P), ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es BBB por Fitch Ratings y BBB por S&P, ambas con perspectivas estables.

Por su parte, Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional Baa3 por Moody's, BBB- por Standard & Poor's (S&P) y BBB- por Fitch Ratings, todas con perspectivas estables.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que el riesgo de liquidez de la Compañía actualmente es acotado.

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 22.c.1 de los Estados Financieros.

B.2.5 Medición del riesgo

La Compañía realiza periódicamente análisis y mediciones de su exposición a las distintas variables de riesgo, de acuerdo a lo presentado en párrafos anteriores. La gestión de riesgo es realizada por un Comité de Riesgos con el apoyo de la Gerencia de Riesgo Corporativo y en coordinación con las demás divisiones de la Compañía.

Con respecto a los riesgos del negocio, específicamente con aquellos relacionados a las variaciones en los precios de los commodities, Colbún ha implementado medidas mitigatorias consistentes en indexadores en contratos de venta de energía y coberturas con instrumentos derivados para cubrir una posible exposición remanente. Es por esta razón que no se presentan análisis de sensibilidad.

Para la mitigación de los riesgos de fallas en equipos o en la construcción de proyectos, la Compañía cuenta con seguros con cobertura para daño de sus bienes físicos, perjuicios por paralización y pérdida de beneficio por atraso en la puesta en servicio de un proyecto. Se considera que este riesgo está razonablemente acotado.

Con respecto a los riesgos financieros, para efectos de medir su exposición, Colbún elabora análisis de sensibilidad y valor en riesgo con el objetivo de monitorear las posibles pérdidas asumidas por la Compañía en caso que la exposición exista.

El riesgo de tipo de cambio se considera acotado por cuanto los principales flujos de la Compañía (ingresos, costos y desembolsos de proyectos) se encuentran denominada directamente o con indexación al dólar.

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 30 de septiembre de 2017 la exposición de la Compañía frente a este riesgo se traduce en un potencial impacto de aproximadamente US\$1,9 millones por diferencia de tipo de cambio, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

No existe riesgo de variación de tasas de interés, ya que el 100% de la deuda financiera se encuentra contratada a tasa fija.

El riesgo de crédito se encuentra acotado por cuanto Colbún opera únicamente con contrapartes bancarias locales e internacionales de alto nivel crediticio y ha establecido políticas de exposición máxima por contraparte que limitan la concentración específica con estas instituciones. En el caso de los bancos, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a BBB+ y las entidades extranjeras tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 20%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local BBB+ o superior. Cabe destacar que en derivados ninguna contraparte concentra más del 24% en términos de notional.



El riesgo de liquidez se considera bajo en virtud de la relevante posición de caja de la Compañía, la cuantía de obligaciones financieras en los próximos doce meses y el acceso a fuentes de financiamiento adicionales.

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD



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 como complemento a este reporte.