



4° TRIMESTRE 2018



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 31 de diciembre de 2018

4T18

INFORME TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	5
Generación y Ventas Físicas Chile	5
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	7
Análisis Resultado Operacional Chile	8
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	9
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	11
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	13
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	15
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	16
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	16
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	16
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	17
Gestión de Riesgo	19
ANEXO	26
Generación y Ventas Físicas Perú	26
Análisis Resultado Operacional Perú	26

Conference Call
Resultados 4T18

Fecha: Viernes 1 de febrero 2019

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:
<https://www.investornetwork.com/event/presentation/42115>

www.colbun.cl

Contacto Relación con Inversionistas:

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

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

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ ■ ■ El **EBITDA** consolidado del cuarto trimestre del año 2018 (4T18) alcanzó **US\$210,2 millones**, un 3% mayor que el EBITDA de US\$204,8 millones del cuarto trimestre del año 2017 (4T17). El mayor EBITDA se explica principalmente por mayores ventas a clientes libres, compensadas en parte por: (1) menores ventas a clientes regulados, y (2) mayores otros gastos, por naturaleza. Esto último, debido a que durante el año 2017 se realizó en Fenix un reverso de provisiones por incobrabilidad de deudores por venta que había sido contabilizada en 2016.

En términos acumulados, el **EBITDA** a diciembre 2018 (Dic18) alcanzó **US\$684,1 millones**, disminuyendo un 1% con respecto al EBITDA de US\$692,1 millones a diciembre 2017 (Dic17).

■ ■ ■ El **resultado no operacional** el 4T18 presentó una **pérdida de US\$50,2 millones**, un 52% menor que la pérdida de US\$105,0 millones en 4T17. La menor pérdida se explica principalmente por un menor registro contable de provisiones por deterioro de activos individuales y de patentes por no uso de derechos de agua, parcialmente compensado por el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante dicho trimestre, comparado con el efecto positivo que tuvo la variación de dicha paridad el 4T17.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic18 presentó una **pérdida de US\$118,3 millones**, un 19% menor que la pérdida de US\$146,0 millones presentada a Dic17. La menor pérdida se explica principalmente por: (1) los menores deterioros explicados anteriormente, (2) un aumento registrado en la línea “Resultado de sociedades Contabilizadas por el método de Participación” como resultado de una revalorización de los terrenos de propiedad de HydroAysén, producto de su contabilización a valor de liquidación y (3) mayores ingresos financieros provenientes de mejores tasas de inversión de los excedentes de caja. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el año.

■ ■ ■ El **gasto por impuestos** del 4T18 ascendió a **US\$32,6 millones**, en comparación con la ganancia por impuesto de US\$23,7 millones del 4T17. La ganancia por impuestos del 4T17 se explica principalmente por el efecto en resultado generado por el reconocimiento del activo por impuesto diferido, producto de la pérdida tributaria generada a partir del cese de actividades y cancelación del “Proyecto Hidroeléctrico HydroAysén” por US\$39,8 millones, en noviembre de 2017.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Dic18 ascendió a **US\$98,4 millones**, que se compara con el gasto por impuesto de US\$34,1 millones presentados en Dic17. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por: (1) el reconocimiento del activo por impuesto diferido producto de la cancelación del “Proyecto Hidroeléctrico HydroAysén” explicado anteriormente y (2) una utilidad por impuesto (diferido) registrada el 2017 en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano. Dada la depreciación del sol durante el año 2018, se registró una pérdida por este concepto en dicho período.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 4T18 una **ganancia que alcanzó los US\$67,4 millones**, un 15% menor a la ganancia de US\$79,5 millones del 4T17. La menor ganancia se explica principalmente por el mayor gasto por impuestos explicado anteriormente y por un mayor gasto por depreciación y amortización debido a la activación de mantenimientos mayores y proyectos. Estos efectos fueron compensados en parte por la menor pérdida no operacional y el mayor EBITDA del trimestre.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia a Dic18 por **US\$230,4 millones**, un 20% menor a la ganancia de US\$288,6 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por las mismas razones que en términos trimestrales.

■ ■ ■ Al cierre del 4T18 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$788,1 millones** y una **deuda neta de US\$815,2 millones**.

Hechos destacados del año 2018:

■ ■ ■ Durante el año 2018, la agenda estratégica de la Compañía experimentó avances relevantes, posicionando a Colbún de gran manera para asegurar **su competitividad en el mediano y largo plazo**, con foco en 4 ejes principales: (1) incorporación masiva de proyectos costo-eficientes de energía renovable de fuente variable; (2) aumento de participación de mercado en el segmento de clientes libres, (3) implementación de un plan de eficiencias que permita reducir la estructura de costos fijos de la Compañía; y (4) puesta en marcha de un programa de digitalización y automatización en nuestras instalaciones.

■ ■ ■ Respecto de la incorporación de energías renovables de fuente variable, al cierre del 2018 Colbún ha podido completar un portafolio de locaciones para 7 **proyectos eólicos y solares**, que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos en total suman aproximadamente **1.800 MW**, distribuidos en distintos puntos del país (Atacama, Coquimbo, BioBio, Los Rios y Los Lagos). Con ello se ha dado un paso importante en el cumplimiento del **objetivo de incorporar 4.000 MW de nueva capacidad de generación de energía renovable en 10 años**, duplicando el tamaño de la Compañía. Estos activos constituyen un muy buen complemento al parque de generación existente en Colbún, y que nos permitirá entregar a nuestros clientes un suministro de energía renovable, competitivo, continuo y de largo plazo.

Bajo esta misma línea de crecimiento en energía renovable de fuente variable, en junio de 2018 entró en operación comercial la **Planta Solar fotovoltaica Ovejería**. La central de tipo PMGD se ubica en la Región Metropolitana y cuenta con una capacidad instalada de 9 MW.

■ ■ ■ Respecto a la estrategia comercial, durante el 2018 **la Compañía contrató aproximadamente 1.400 GWh/año de su generación con nuevos clientes libres**. Con ello, Colbún suma más de 3.000 GWh/año contratados a partir del año 2016 con este segmento de clientes, equilibrando la proporción de ventas realizadas a clientes libres y a clientes regulados en términos de volumen.

■ ■ ■ En cuanto al **plan de eficiencias en la estructura de costos fijos**, se puede destacar que, durante el año 2018, la Compañía desarrolló un plan detallado de eficiencias en este tipo de gastos. **A la fecha, esta iniciativa presenta un importante grado de avance**, lo que se traducirá en un ahorro por un monto mínimo de US\$20 millones al año a partir del 2019.

■ ■ ■ Respecto al **programa de digitalización y automatización** de las actividades de Colbún, este consiste en una revisión de los procesos operacionales, administrativos y de mantenimiento de la compañía, con el objeto de simplificar los mismos y aumentar la eficiencia y competitividad de Colbún. Dentro de estas iniciativas se encuentran, por ejemplo, la adopción de técnicas predictivas de mantenimiento, el monitoreo de procesos operacionales en línea, telecontrol de centrales, entre otros.

■ ■ ■ El 1 de octubre de 2018, Colbún S.A. realizó una reorganización de activos, **consolidando todos los activos de transmisión (nacionales, zonales y dedicados) en Colbún Transmisión S.A.** Lo anterior, con el objetivo de dar **un mayor foco en gestión, reportabilidad y visibilidad al negocio de transmisión**. Cabe destacar que Colbún Transmisión reporta de manera independiente a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) sus Estados Financieros y principales cifras de manera anual. El EBITDA proforma (considerando la totalidad de activos de transmisión) de esta sociedad es de -US\$65 millones, considerando los doce meses del año 2018.

■ ■ ■ Como reconocimiento a la Compañía en materia de sostenibilidad, en septiembre de 2018, **Colbún fue seleccionado para listar por tercera vez en el Dow Jones Sustainability Index Chile (DJSI Chile) y segunda vez en el DJSI MILA**, en sus versiones 2018. En el caso de DJSI Chile, el índice agrupa las compañías con mejor calificación de Chile, mientras que el DJSI MILA reúne a las empresas con mejor calificación de los mercados de la Alianza del Pacífico.

2. GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

Generación y Ventas Físicas Chile

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T17, 4T18 y acumulado a Dic17 y Dic18.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
12.428	12.851	Total Ventas Físicas (GWh)	3.018	2.986	3%	(1%)
6.303	5.426	Clientes Regulados	1.490	1.256	(14%)	(16%)
4.732	6.113	Clientes Libres	1.184	1.573	29%	33%
1.393	1.313	Ventas en el Mercado Spot	345	156	(6%)	(55%)
1.608	1.643	Potencia (MW)	1.630	1.663	2%	2%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
12.716	13.005	Total Generación (GWh)	3.080	3.009	2%	(2%)
5.897	6.312	Hidráulica	2.156	2.121	7%	(2%)
6.702	6.558	Térmica	888	845	(2%)	(5%)
3.890	3.859	Gas	495	336	(1%)	(32%)
206	78	Diésel	8	13	(62%)	72%
2.606	2.620	Carbón	385	496	1%	29%
116	136	ERFV	36	44	17%	22%
116	122	Eólica*	36	37	5%	3%
0	14	Solar	0	7	-	-
52	94	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	29	81%	-
1.341	1.218	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	345	127	(9%)	(63%)

(*): Corresponde a la energía comprada a central Punta Palmeras de propiedad de Acciona.

ERFV: Energías renovables de fuentes variables

Las ventas físicas durante el 4T18 alcanzaron 2.986 GWh, en línea en comparación con el 4T17. Por su parte, la generación del trimestre disminuyó en un 2% respecto al 4T17, principalmente por una menor generación a gas (-159 GWh t/t) e hidráulica (-35 GWh t/t), compensado en parte por una mayor generación con carbón (+111 GWh t/t), ERFV (+8 GWh t/t) y diésel (+6 GWh t/t).

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 127 GWh, menores comparado con las ventas netas de 345 GWh registradas en el 4T17. Durante el trimestre, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente** (hidroeléctrica, ERFV, carbón y gas natural).

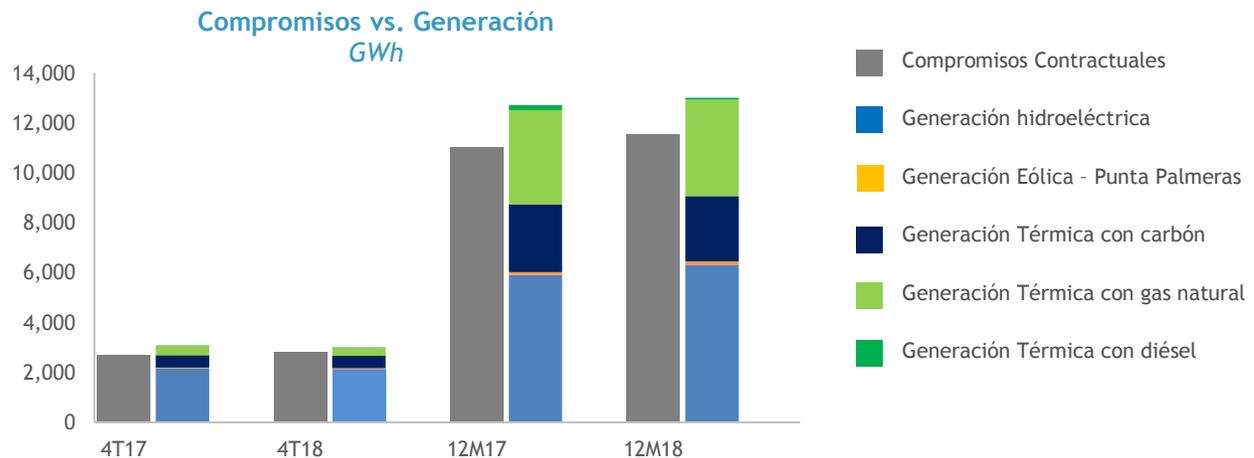
En términos acumulados, las ventas físicas y la generación total de Colbún alcanzaron a Dic18 12.851 GWh y 13.005 GWh, aumentando un 3% y un 2% respectivamente, en comparación a Dic17. Las mayores ventas físicas se explican principalmente por mayores ventas a clientes libres, compensadas en parte por menores ventas a clientes regulados y menores ventas en el mercado spot. Por su parte, la generación acumulada aumentó principalmente por una mayor generación hidráulica (+415 GWh Ac/Ac), con ERFV (+19 GWh Ac/Ac) y con carbón (+14 GWh Ac/Ac), parcialmente compensada por una menor generación con diésel (-128 GWh Ac/Ac) y con gas (-31 GWh Ac/Ac).

El balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.218 GWh a Dic18, menores a las ventas netas por 1.341 GWh registradas el año anterior.

Mix de Generación en Chile: El año hidrológico (Abr18-Mar19) ha presentado precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN, presentando déficit en las cuencas de Aconcagua (-34%), Maule (-17%), Biobío (-9%) y Chapo (-6%). Por otra parte, la cuenca de Laja ha presentado un superávit en precipitaciones (+12%) respecto al año medio.

A pesar de lo anterior, la energía acumulada en los embalses a Dic18 excede a la registrada a Dic17, debido a un mejor escenario de deshielo en comparación a igual periodo del año anterior.

Durante el 4T18, la generación total del SEN aumentó en un 1% respecto al 4T17, proveniente de un aumento en: (1) generación térmica a gas (+608 GWh t/t) y (2) generación ERFV (534 GWh t/t). La mayor generación fue parcialmente compensada por una menor: (1) generación con carbón (-735 GWh t/t), (2) generación con diésel (-134 GWh t/t), y (3) generación hidráulica (-113 GWh t/t). Por su parte, el costo marginal promedio medido en Alto Jahuel aumentó un 32% respecto al 4T17, promediando US\$52,7/MWh en el 4T18.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 2 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 4T17, 4T18 y acumulado a Dic17 y Dic18.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
1.548,4	1.571,3	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	388,8	394,9	1%	2%
796,9	706,6	Venta a Clientes Regulados	197,3	166,6	(11%)	(16%)
425,3	627,8	Venta a Clientes Libres	120,8	180,0	48%	49%
112,5	111,0	Ventas de Energía y Potencia	18,7	16,8	(1%)	(10%)
189,5	98,4	Peajes	47,2	24,3	(48%)	(49%)
24,1	27,6	Otros Ingresos	4,9	7,3	14%	50%
(755,7)	(773,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(161,5)	(154,7)	2%	(4%)
(194,1)	(170,1)	Peajes	(50,9)	(41,4)	(12%)	(19%)
(46,0)	(45,5)	Compras de Energía y Potencia	(15,2)	(10,3)	(1%)	(33%)
(308,4)	(355,5)	Consumo de Gas	(46,9)	(51,5)	15%	10%
(31,1)	(16,4)	Consumo de Petróleo	(2,6)	(3,6)	(47%)	38%
(73,8)	(86,8)	Consumo de Carbón	(14,2)	(19,2)	18%	36%
(102,3)	(99,3)	Otros	(31,6)	(28,8)	(3%)	(9%)
792,7	797,7	MARGEN BRUTO	227,3	240,2	1%	6%
(76,8)	(79,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(22,9)	(19,5)	4%	(15%)
(23,8)	(33,9)	Otros Gastos, por Naturaleza	0,4	(10,5)	42%	-
(223,5)	(237,0)	Gastos por Depreciación y Amortización	(44,0)	(60,0)	6%	36%
468,6	447,2	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	160,8	150,2	(5%)	(7%)
692,1	684,1	EBITDA	204,8	210,2	(1%)	3%
12,7	20,4	Ingresos Financieros	4,2	6,0	60%	42%
(85,0)	(83,9)	Gastos Financieros	(22,7)	(20,8)	(1%)	(8%)
8,2	(12,6)	Diferencias de Cambio	4,1	(3,1)	-	-
2,9	11,4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	(0,2)	1,8	292%	(868%)
(84,8)	(53,6)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(90,4)	(34,2)	(37%)	(62%)
(146,0)	(118,3)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(105,0)	(50,2)	(19%)	(52%)
322,7	328,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	55,8	99,9	2%	79%
(34,1)	(98,4)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	23,7	(32,6)	189%	(237%)
288,6	230,4	GANANCIA (PÉRDIDA)	79,5	67,4	(20%)	(15%)
271,0	240,3	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	76,6	71,9	(11%)	(6%)
17,6	(9,9)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	2,9	(4,5)	-	-

(*): 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 CMF, 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.

Tabla 3: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	dic-17	sep-18	dic-18
Chile (CLP / US\$)	614,75	660,42	694,77
Chile UF (CLP/UF)	26.798,14	27.357,45	27.565,79
Perú (PEN / US\$)	3,25	3,30	3,38

3.1. Análisis Resultado Operacional Chile

La Tabla 4 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T17, 4T18 y acumulado a Dic17 y Dic18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 4: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
1.355,6	1.369,9	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS (*)	342,1	347,3	1%	2%
674,2	599,3	Venta a Clientes Regulados	165,6	142,6	(11%)	(14%)
414,2	598,2	Venta a Clientes Libres	120,8	173,1	44%	43%
99,3	93,4	Ventas de Energía y Potencia	16,4	10,5	(6%)	(36%)
148,3	56,4	Peajes	35,6	15,1	(62%)	(58%)
19,5	22,6	Otros Ingresos	3,8	6,1	16%	61%
(614,3)	(617,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(124,1)	(116,1)	1%	(6%)
(157,0)	(129,1)	Peajes	(40,7)	(31,6)	(18%)	(22%)
(43,0)	(39,0)	Compras de Energía y Potencia	(15,2)	(10,3)	(9%)	(33%)
(216,6)	(263,1)	Consumo de Gas	(22,6)	(26,2)	21%	16%
(31,1)	(15,1)	Consumo de Petróleo	(2,6)	(3,6)	(52%)	38%
(73,8)	(86,8)	Consumo de Carbón	(14,2)	(19,2)	18%	36%
(92,7)	(84,4)	Otros	(28,8)	(25,3)	(9%)	(12%)
741,3	752,5	MARGEN BRUTO	218,0	231,2	2%	6%
(70,9)	(73,6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(21,2)	(18,0)	4%	(15%)
(31,8)	(30,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(9,7)	(9,1)	(4%)	(6%)
(191,3)	(203,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(35,7)	(51,4)	7%	44%
447,3	444,7	RESULTADO DE OPERACIÓN (**)	151,4	152,6	(1%)	1%
638,5	648,4	EBITDA	187,0	204,1	2%	9%

(*): Por aplicación de nueva normativa IFRS (NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes), se realizó una reclasificación en los ingresos de US\$50,8 millones desde Peajes a Ventas a Clientes Libres durante el 2018. Dicha normativa comenzó a regir a partir de enero de 2018, por lo que su efecto se muestra a partir de este periodo.

(**): 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 CMF, 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 4T18 ascendieron a US\$347,3 millones**, aumentando un 2% respecto al 4T17, principalmente debido a mayores ventas a clientes libres, parcialmente compensadas por: (1) menores ventas a clientes regulados y (2) menores ingresos por concepto de peajes, principalmente debido al cambio de metodología en el cobro de estos peajes, los cuales, a contar de enero de 2018, son pagados directamente al dueño de las instalaciones de transmisión.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Dic18 ascendieron a **US\$1.369,9 millones**, aumentando un 1% respecto al año anterior. Los mayores ingresos del período se explican principalmente por las mismas razones que las variaciones en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron US\$116,1 millones**, un 6% menores que los costos por US\$124,1 millones registrados en el 4T17. Los menores costos se explican principalmente por una disminución (1) en los costos por concepto de peajes, (2) en las compras de energía y potencia en el mercado spot, y (3) en los costos registrados en la línea "Otros" asociados principalmente a gastos de mantenimientos y seguros, producto del plan de reducción de gastos fijos explicado en la sección "Hechos destacados del 2018". Esta disminución fue parcialmente compensada por un mayor precio de consumo de carbón y de gas.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles a Dic18 ascendieron a **US\$617,4 millones**, aumentando un 1% respecto a Dic17, principalmente debido al mayor precio de consumo de gas y de carbón, el cual fue compensado principalmente por menores: (1) costos de peajes, (2) consumo de diésel debido a la reducción en la generación con dicho combustible, y (3) costos registrados en la línea "Otros" asociado principalmente a gastos de mantenimientos y seguros, producto del plan de reducción de gastos fijos anteriormente explicado.

■ ■ ■ El **EBITDA del 4T18** aumentó un 9% respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando **US\$204,1 millones**. El mayor EBITDA se explica principalmente por los menores costos de materias primas y consumibles utilizados y por los mayores ingresos de actividades ordinarias, anteriormente explicados.

En términos acumulados, el **EBITDA** aumentó desde US\$638,5 millones a Dic17 a **US\$648,4 millones a Dic18**. El mayor EBITDA se explica principalmente por los menores costos de materias primas y consumibles utilizados y por los mayores ingresos de actividades ordinarias, anteriormente explicados.

3.2. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados (Chile y Perú)

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 4T17, 4T18 y acumulado a Dic17 y Dic18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
12,7	20,4	Ingresos Financieros	4,2	6,0	60%	42%
(85,0)	(83,9)	Gastos Financieros	(22,7)	(20,8)	(1%)	(8%)
8,2	(12,6)	Diferencias de Cambio	4,1	(3,1)	-	-
2,9	11,4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	(0,2)	1,8	292%	-
(84,8)	(53,6)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(90,4)	(34,2)	-	(62%)
(146,0)	(118,3)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(105,0)	(50,2)	(19%)	(52%)
322,7	328,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	55,8	99,9	2%	79%
(34,1)	(98,4)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	23,7	(32,6)	189%	(237%)
288,6	230,4	GANANCIA (PÉRDIDA)	79,5	67,4	(20%)	(15%)
271,0	240,3	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	76,6	71,9	(11%)	(6%)
17,6	(9,9)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	2,9	(4,5)	-	-

■ ■ ■ El **resultado no operacional** el 4T18 presentó una **pérdida de US\$50,2 millones**, un 52% menor que la pérdida de US\$105,0 millones en 4T17. La menor pérdida se explica principalmente por un menor registro contable de provisiones por deterioro de activos individuales y de patentes por no uso de derechos de agua, parcialmente compensado por el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante dicho trimestre, comparado con el efecto positivo que tuvo la variación de dicha paridad el 4T17.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic18 presentó una **pérdida de US\$118,3 millones**, un 19% menor que la pérdida de US\$146,0 millones presentada a Dic17. La menor pérdida se explica principalmente por: (1) los menores deterioros explicados anteriormente, (2) un aumento registrado en la línea “Resultado de sociedades Contabilizadas por el método de Participación” como resultado de una revalorización de los terrenos de propiedad de HydroAysén, producto de su contabilización a valor de liquidación y (3) mayores ingresos financieros provenientes de mejores tasas de inversión de los excedentes de caja. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el año.

■ ■ ■ El **gasto por impuestos** del 4T18 ascendió a **US\$32,6 millones**, cifra que se compara con la ganancia por impuesto de US\$23,7 millones del 4T17. La ganancia por impuesto se explica principalmente por el efecto en resultado generado por el reconocimiento del activo por impuesto diferido, producto de la pérdida tributaria generada a partir del cese de actividades y cancelación del “Proyecto Hidroeléctrico HydroAysén” por US\$39,8 millones, en noviembre de 2017.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Dic18 ascendió a **US\$98,4 millones**, que se compara con el gasto por impuesto de US\$34,1 millones presentados en Dic17. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por: (1) el reconocimiento del activo por impuesto diferido producto de la cancelación del “Proyecto Hidroeléctrico HidroAysén” explicado anteriormente y (2) una utilidad por impuesto (diferido) registrada el 2017 en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano. Dada la depreciación del sol durante el año 2018, se registró una pérdida por este concepto en dicho período.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 4T18 una **ganancia que alcanzó los US\$67,4 millones**, un 15% menor a la ganancia de US\$79,5 millones del 4T17. La menor ganancia se explica principalmente por el mayor gasto por impuestos explicado anteriormente y por un mayor gasto por depreciación y amortización debido a la activación de mantenimientos mayores y proyectos. Estos efectos fueron compensados en parte por la menor pérdida no operacional y el mayor EBITDA del trimestre.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia a Dic18 por **US\$230,4 millones**, un 20% menor a la ganancia de US\$288,6 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por las mismas razones que en términos trimestrales.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

La Tabla 6 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2018. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

Tabla 6: Principales Partidas del Balance Consolidado, Chile y Perú (US\$ millones)

	dic-17	dic-18	Var	Var %
Activos corrientes	1.147,2	1.151,3	4,1	0%
Activos no corrientes	5.775,4	5.627,1	(148,3)	(3%)
TOTAL ACTIVOS	6.922,5	6.778,3	(144,2)	(2%)
Pasivos corrientes	354,8	345,4	(9,4)	(3%)
Pasivos no corrientes	2.617,0	2.576,0	(41,0)	(2%)
Patrimonio neto	3.950,7	3.856,9	(93,8)	(2%)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.922,5	6.778,3	(144,2)	(2%)

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.151,3 millones, en línea con respecto al cierre de Dic17.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.627,1 millones al cierre de Dic18, disminuyendo levemente respecto al saldo registrado a Dic17, explicado principalmente por la depreciación de activo fijo, compensado en parte por el capex del período.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$345,4 millones al cierre de Dic18, disminuyendo un 3% con respecto al cierre de Dic17, principalmente debido a las provisiones registradas en el saldo a Dic17, por pagos de impuestos realizados en abril de 2018.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.576,0 millones al cierre de Dic18, disminuyendo un 2% respecto al saldo registrado a Dic17, principalmente debido a las amortizaciones de deuda financiera durante el año.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.856,9 millones, disminuyendo un 2% respecto al cierre de Dic17. Esta disminución se debe principalmente al reparto del dividendo definitivo por US\$212,8 millones en mayo de 2018 y del dividendo provisorio por US\$84,2 millones en diciembre de 2018, parcialmente compensados por la utilidad generada durante el año.



Tabla 7: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-17	dic-18	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.659,5	1.603,3	(56,2)	(3%)
Inversiones Financieras**	810,2	788,1	(22,1)	(3%)
Deuda Neta	849,2	815,2	(34,1)	(4%)
EBITDA LTM	692,1	684,1	(8,0)	(1%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,2	(0,0)	(3%)

(*) El monto incluye un bono internacional por US\$335 millones y un leasing financiero por US\$15,0 millones 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.

Tabla 8: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	6,7 años
Tasa promedio	4,5% (100% tasa fija)
Moneda*	95% USD / 5% UF

(*) Incluye los derivados asociados

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 9: Índices Financieros

Indicador	dic-17	dic-18	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,23	3,33	3,1%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,06	3,21	4,9%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,75	0,76	0,7%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,94%	11,82%	(1,0%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,06%	88,18%	0,1%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,80	4,92	2,5%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	7,46%	5,90%	(20,8%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,94%	3,51%	(11,0%)
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,39%	8,19%	(2,4%)

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 3,33x y 3,21x a Dic18, aumentando con respecto a Dic17, debido a una disminución de los pasivos corrientes como resultado principalmente de las provisiones registradas en el saldo a Dic17 por pagos de impuestos realizados en abril de 2018.
- ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó 0,76x a Dic18, en línea con el valor de 0,75x a Dic17.
- ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Dic18 fue de 11,82%, en línea con el valor de 11,94% a Dic17.
- ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Dic18 fue de 88,18%, en línea con el valor de 88,06% a Dic17.
- ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Dic18 fue de 4,92x, aumentando respecto al valor de 4,80x obtenido a Dic17, principalmente explicado por la mayor utilidad antes de impuestos registrada durante el período y por menores gastos financieros respecto al cierre de Dic17, producto del menor saldo de deuda financiera vigente.
- ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Dic18 fue de 5,90%, disminuyendo respecto del valor de 7,46% registrado a Dic17. La variación se explica principalmente por la menor utilidad registrada durante el período, principalmente debido al mayor gasto por impuestos.
- ■ La **Rentabilidad del Activo** y el **Rendimiento de Activos Operacionales** a Dic18 alcanzaron 3,51% y 8,19% respectivamente. La rentabilidad del activo disminuyó respecto a Dic17 debido a la menor utilidad del período explicada anteriormente. Por su parte, el rendimiento de activos operacionales disminuyó respecto a Dic17 debido al menor resultado operacional registrado a Dic18.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



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

Tabla 10: Resumen del Flujo Efectivo de Chile y Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
667,0	810,2	Efectivo Equivalente Inicial*	775,8	784,6	21%	1%
600,9	516,4	Flujo Efectivo de la Operación	194,1	144,4	(14%)	(26%)
(338,4)	(396,5)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(142,7)	(117,3)	17%	(18%)
(129,1)	(118,6)	Flujo Efectivo de Inversión**	(23,8)	(18,0)	(8%)	(24%)
133,5	1,3	Flujo Neto del Período	27,6	9,1	-	(67%)
9,8	(23,4)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	6,8	(5,6)	-	-
810,2	788,1	Efectivo Equivalente Final	810,2	788,1	(3%)	(3%)

(*) 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 4T18, la Compañía presentó un **Flujo de Efectivo neto positivo de US\$9,1 millones**, disminuyendo un 67% con respecto al Flujo de Efectivo neto positivo de US\$27,6 millones del 4T17.

Actividades de la operación: Durante el 4T18 se generó un flujo neto positivo de US\$144,4 millones, disminuyendo un 26% respecto al 4T17. El menor flujo operacional, se explica por un aumento en el saldo de cuentas por cobrar a clientes durante el trimestre, producto de indexaciones aplicadas en los contratos de ventas de energía.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$516,4 millones a Dic18, menor respecto al flujo neto positivo de US\$600,9 millones a Dic17, explicado principalmente por: (1) el pago del impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas, que entró en vigencia en enero de 2017 y cuyo primer pago fue realizado en abril de 2018, (2) mayores pagos de IVA y Pagos Provisionales Mensuales durante el 2018.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$117,3 millones durante el 4T18, que se compara con el flujo neto negativo de US\$142,7 millones al 4T17. El menor flujo neto negativo del trimestre se asocia principalmente al registro de los gastos asociados a las emisiones de bonos y refinanciamiento de deuda en el mercado internacional, desembolsados durante el 4T17. Este efecto fue parcialmente compensado por el mayor pago de dividendo provisorio durante el 4T18, que ascendió a US\$84,2 millones comparado con US\$58,2 millones del año anterior. Este aumento se explica por un cambio en la política de dividendos de la Compañía, que aumentó el reparto desde un 30% a un 50% de la utilidad líquida distribuible. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$396,5 millones a Dic18, un 17% mayor que el flujo neto negativo de US\$338,4 millones a Dic17, explicado principalmente por el mayor reparto de dividendos realizado en mayo y en diciembre de 2018, respecto a los dividendos repartidos el año anterior.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$18,0 millones durante el 4T18, disminuyendo un 24% respecto a los desembolsos por US\$23,8 millones al 4T17, principalmente debido a los desembolsos realizados el 4T17 para la construcción de la central Ovejería.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$118,6 millones a Dic18, menor respecto a los desembolsos por US\$129,1 millones a Dic17, principalmente debido a los desembolsos realizados el año 2017 para la construcción de las centrales La Mina y Ovejería, las cuales entraron en operación en mayo de 2017 y en junio de 2018 respectivamente.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.893 MW conformada por 2.250 MW en unidades térmicas, 1.634 MW en unidades hidráulicas y 9 MW del parque solar fotovoltaico Ovejería. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa el 17% del mercado (23% en el SIC, previo a la interconexión con el SING efectiva a partir de octubre de 2017). También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 8% 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 el mes de abril, presenta al 31 de diciembre una probabilidad de excedencia del SEN de un 81,4%. 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 Metrogas hasta el 2019 y con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) con un contrato que incluye capacidad reservada de regasificación por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. 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.

Desde finales de 2016 Colbún se ha adjudicado el suministro de mediano plazo con clientes libres por más de 3.000 GWh/año aproximadamente 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 en Perú

En el cuarto trimestre de 2018, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 50,6%, siendo 82,0% el valor registrado en igual trimestre de 2017. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del cuarto trimestre fue de 3,7%, superando el bajo crecimiento que se experimentó en 2017. El comportamiento futuro de los costos marginales está supeditado principalmente al crecimiento de la demanda, a la hidrología y a los cambios regulatorios que tienen relación con la declaración de precios.

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 desarrollo

■ ■ ■ Proyecto Eólico Horizonte (607 MW): El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 70 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta. Cuenta con una potencia total de aproximadamente 607 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 2.000 GWh.

Este proyecto se inicia a partir de la adjudicación de una licitación convocada por el Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo, construcción y operación de un Parque Eólico mediante una concesión de uso oneroso por 30 años, en un sector de propiedad fiscal de cerca de 8 mil hectáreas.

Para su desarrollo se estiman cuatro años para las etapas de estudios y permisos más tres años para la construcción.

Durante el 2018 se avanzó en la etapa de factibilidad, logrando el inicio del proceso de medición del recurso mediante la instalación de torres anemométricas y equipos Lidar. A su vez se avanzó en la ingeniería y diagnóstico ambiental.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Sol de Tarapacá (200 MW): El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 200 MW.

Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 5 km al sur-poniente de la localidad de La Tirana, y a unos 16 km al sur de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 423 ha.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la S/E asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 8 km de sur a norte, conectándose a la subestación nueva Pozo Almonte ubicada 2,5 km al noreste del cruce de la carretera a La Tirana con la carretera Panamericana.

Este proyecto se origina a partir de su adquisición a la empresa estadounidense First Solar, el cual se encontraba con un avance que incluye algunos estudios de ingeniería, estudios ambientales y un contrato exclusivo con opción de compra del terreno.

Durante el 4T18 se trabajó en la actualización de los estudios ambientales para poder dar inicio a la tramitación ambiental.

Otros Proyectos de Energía Renovable de Fuente Variable (~1.000 MW): Al cierre del 2018, Colbún ha podido completar un portafolio de locaciones para otros 5 proyectos eólicos y solares (en adición a los proyectos Horizonte y Sol de Tarapacá antes indicados), que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos en total suman aproximadamente 1.000 MW, distribuidos en distintos puntos del país (Atacama, Coquimbo, BioBio, Los Ríos y Los Lagos).

Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW): El proyecto San Pedro se ubica a unos 25 kilómetros al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central de embalse ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas actualmente en el proyecto, éste tendrá una capacidad instalada aproximada de 170 MW para una generación anual de 953 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.

El proyecto línea de transmisión San Pedro-Ciruelos va a permitir evacuar la energía de la Central San Pedro al SEN mediante una línea de 220 kV y 47 kilómetros de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

A raíz de que la autoridad terminó anticipadamente el proceso de tramitación ambiental por falta de información esencial el 2015, se ha continuado trabajando para completar los antecedentes necesarios para lograr que este proyecto se pueda ejecutar. Durante el 2018 se concluyó la preparación de estos antecedentes para finalmente reingresar al SEIA en diciembre de 2018.

Proyecto Guaiquivilo Melado (316 MW): El proyecto central hidroeléctrica Guaiquivilo Melado es un complejo hidroeléctrico con capacidad de regulación 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 SEN 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.

Respecto a este proyecto, Colbún ha decidido diferir su desarrollo mientras no estén dadas las condiciones de mercado para ejecutar la iniciativa, las que son permanentemente monitoreadas.

Proyecto Los Cuartos (93 MW): 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.

Respecto a este proyecto, Colbún ha decidido diferir su desarrollo mientras no estén dadas las condiciones de mercado para ejecutar la iniciativa, las que son permanentemente monitoreadas.

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 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, y 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 Nehuencho. 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 ERSA por opciones de suministro de gas natural licuado y capacidad reservada de regasificación, vigente desde el año 2018 al 2030 que permitirá a Colbún disponer de gas natural para el Complejo Nehuenco. Adicionalmente, se han firmado contratos de suministro de gas con productores argentinos, lo que permite tener la opción de acceder a los excedentes de gas que se produzcan en el país vecino.

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 noviembre de 2018), 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 como 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, el actual gobierno está llevando a cabo diversos cambios regulatorios que o bien, se han heredado del gobierno anterior, o se han iniciado durante el presente mandato. Estos cambios, dependiendo de la forma en que se implementen, podrían representar oportunidades o riesgos para la Compañía.

Respecto a los proyectos de Ley que están en discusión en el Congreso, destacan (i) la reforma al Código de Aguas, (ii) el proyecto de ley para modernizar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, (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.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía ha anunciado discusión y creación de una “Ley de Flexibilidad” y otra de “Mejoramientos a la Ley de Transmisión”, que buscarán perfeccionar aspectos de la Ley de Transmisión promulgada el 2016. Los contenidos específicos de estas leyes aún no han sido definidos.

Por otro lado, La Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía han continuado desarrollando Mesas de Trabajo para seguir con sus labores normativas, destacando la Mesa de Reglamento de los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión, y varias Mesas para la elaboración de Normas Técnicas. Adicionalmente, el Ministerio dio por concluida la Mesa de Descarbonización de la matriz eléctrica y el Plan Anual de Expansión de Transmisión del año 2017 y ha realizado avances en proceso de elaboración del Plan de Expansión Anual de Transmisión para el Año 2018.

En Perú, existen dos proyectos de ley en el Senado que buscan recuperar la eficiencia en su mercado eléctrico a través de modificaciones en la declaración de precios de gas. Además, se está discutiendo una ley que busca el reconocimiento de Potencia Firme a Energías Renovables. Paralelamente, el Ministerio de Energía de Perú dio a conocer su agenda de cambios normativos, los que incluyen (i) Modificaciones del Reglamento de licitaciones de Suministro, para promover la competitividad, (ii) Elaboración de un reglamento de Generación Distribuida, (iii) Proyecto de Ley para la promoción de vehículos eléctricos.

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 los últimos años una baja en el precio de corto plazo de la energía (costo marginal).

Respecto de los valores de largo plazo, las licitaciones de suministro de clientes regulados concluidas en agosto de 2016 y octubre de 2017 se tradujeron 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 de fuentes variables 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 de Balance 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 11: Perfil de Deuda Financiera

Tasa de interés	dic-17	sep-18	dic-18
Fija	100%	100%	100%
Variable	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

Al 31 de diciembre de 2018, 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 31 de diciembre de 2018, 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 31 de diciembre de 2018, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$788 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 108 días (se incluyen depósitos con duración inferior y 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 y (ii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$118 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 31 de diciembre de 2018, 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 Baa2 por Moody’s, BBB por S&P y BBB por Fitch Ratings, todas 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 21.c.2 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 de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 31 de diciembre de 2018 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$4,3 millones, 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 23%. 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 21% en términos de nocional.

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.

8. ANEXO FENIX POWER

8.1 Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T17, 4T18 y acumulado a Dic17 y Dic18.

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
4.112	4.045	Total Ventas Físicas (GWh)	1.110	1.160	(2%)	4%
3.012	3.001	Clientes bajo Contrato	820	717	(0%)	(13%)
1.099	1.044	Ventas en el Mercado Spot	290	443	(5%)	53%
557	552	Potencia (MW)	554	554	(1%)	(0%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
4.113	3.914	Total Generación (GWh)	1.135	1.186	(5%)	4%
4.113	3.914	Gas	1.135	1.186	(5%)	4%
93	210	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	-	126%	-
1.007	834	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	290	443	(17%)	53%

8.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 4T17, 4T18 y acumulado a Dic17 y Dic18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-17	dic-18		4T17	4T18	Ac/Ac	T/T
192,8	201,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	46,7	47,6	4%	2%
112,5	107,3	Ventas a clientes Regulados	21,6	24,0	(5%)	11%
21,3	29,6	Venta a Clientes Libres	10,2	7,0	39%	-
13,2	17,6	Ventas Otras Generadoras	2,3	6,3	34%	172%
41,2	42,0	Peajes	11,6	9,2	2%	(21%)
4,6	5,0	Otros Ingresos	1,1	1,1	9%	8%
(141,4)	(156,2)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(37,4)	(38,6)	10%	3%
(37,1)	(41,0)	Peajes	(10,2)	(9,8)	11%	(4%)
(3,0)	(6,5)	Compras de Energía y Potencia	(0,0)	(0,0)	115%	(80%)
(91,7)	(92,4)	Consumo de Gas	(24,4)	(25,3)	1%	4%
0,0	(1,4)	Consumo de Diésel	0,0	0,0	-	-
(9,6)	(14,9)	Otros	(2,8)	(3,5)	56%	26%
51,4	45,3	MARGEN BRUTO	9,3	9,0	(12%)	(3%)
(5,8)	(6,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,7)	(1,5)	5%	(12%)
8,0	(3,4)	Otros Gastos, por Naturaleza	10,2	(1,4)	(143%)	(114%)
(32,2)	(33,3)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,3)	(8,6)	3%	3%
21,3	2,5	RESULTADO DE OPERACIÓN	9,4	(2,4)	(88%)	-
53,6	35,7	EBITDA	17,8	6,1	(33%)	(65%)

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T18 ascendieron a US\$47,6 millones**, aumentando un 2% respecto al 4T17, principalmente debido a mayores ventas a clientes libres y a otras generadoras, parcialmente compensadas por menores ventas a clientes regulados y menores ingresos por concepto de peajes.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Dic18 ascendieron a **US\$201,5 millones**, aumentando un 4% respecto a igual período del año anterior. Los mayores ingresos del período se explican principalmente por las mismas razones que las variaciones en términos trimestrales.

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

En términos acumulados, los **costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron US\$156,2 millones** a Dic18, aumentando un 10% en comparación a Dic17, explicado principalmente por mayores compras de energía y potencia en el mercado spot, producto de indisponibilidades menores de la central durante el año y por las compras de energía a otras generadoras para suministrar los contratos de ventas de energía durante el periodo de mantenimiento de la planta, lo que coincidió con una falla en el ducto de TGP, elevando el costo de compra de energía durante ese periodo.

El **EBITDA de Fenix totalizó US\$6,1 millones al 4T18**, menor que el EBITDA de US\$17,8 millones registrado en el 4T17.

En términos acumulados, el **EBITDA de Fenix a Dic17 alcanzó US\$35,7 millones** vs. el EBITDA de US\$53,6 millones a Dic17. La disminución se explica principalmente por el menor margen bruto antes explicado, y porque durante 2017 se reconoció de manera extraordinaria, en la línea “Otros Gastos, por Naturaleza”, un reverso de provisiones por incobrabilidad de deudores por venta, originalmente contabilizada en 2016.

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. publica en su sitio web (www.colbun.cl) y envía a la Comisión para el Mercado Financiero los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas. Dichos documentos se encuentran disponibles para su consulta y examen y deben ser leídos como complemento a este reporte.