



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2009

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- A contar del año 2009 la Sociedad inició la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, por lo que la información financiera contable utilizada en este Análisis Razonado proviene de los Estados Financieros elaborados según estas normas. Producto de este cambio, la Sociedad adoptó como moneda funcional el dólar de los EEUU (“US\$”).
- Los resultados de la Compañía presentan en el segundo trimestre del año (2T09) una ganancia¹ de US\$ 92,7 millones, que se compara favorablemente tanto con la ganancia del trimestre anterior (1T09) de US\$ 34,7 millones, así como con la ganancia del mismo trimestre del año anterior (2T08) de US\$ 48,6 millones. En términos acumulados, los resultados de la Compañía presentan una ganancia a Jun09 de US\$ 127,5 millones, superior a la ganancia acumulada a Jun08 de US\$ 3,6 millones.
- El EBITDA² del 2T09 alcanzó a US\$ 87,2 millones que representa un incremento de 63% con el registrado el 1T09 (US\$ 53,5 millones) y un incremento de 9% con el del mismo trimestre del año anterior (US\$ 80,2 millones). El EBITDA acumulado a Jun09 alcanza a US\$ 140,8, un 261% superior al acumulado a Jun08 (US\$ 39,0 millones).
- Durante el 2T09, la generación hidráulica de Colbún muestra un incremento de un 10% con respecto al trimestre anterior (1T09) y una disminución de 4% respecto a igual trimestre del año anterior (2T08). La generación térmica del 2T09, por su parte, presenta un incremento de un 166% respecto al 1T09, así como también respecto al 2T08 (1.355 GWh v/s 1.082 GWh). Por otra parte, los costos marginales del 2T09 en el sistema promediaron 111 US\$/MWh, un 18% menores que los del trimestre anterior y un 54% menores al promedio del 2T08 (243 US\$/MWh). Esta baja es directa consecuencia de los menores precios del petróleo y por una menor generación de las centrales de respaldo térmicas de mayor costo. En términos acumulados, a Jun09 la generación hidráulica de Colbún muestra un incremento respecto al acumulado del año anterior de un 11%, mientras que la generación térmica presenta una importante disminución (1.864 GWh v/s 2.538 GWh) producto de la indisponibilidad por mantenimiento mayor de las dos centrales de ciclo combinado del complejo Nehuenco durante una parte importante del 1T09.
- La Diferencia de Cambio destaca con un aporte positivo a ganancias de US\$ 46,0 millones acumulado a Jun09 (US\$ 15,9 millones el 2T09) como consecuencia de una estructura de balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos denominados en pesos, que coincidió con una apreciación de la moneda local respecto al dólar.

¹ Bajo IFRS, a la Utilidad se le denomina “Ganancia”

² EBITDA = Resultado de operación + Depreciación y Amortizaciones

- Asimismo, el impuesto a las ganancias registra una utilidad acumulada a Jun09 de US\$ 24,7. Este número positivo - en una cuenta que en general debiera registrar gasto - se explica por las diferencias temporarias generadas al comparar el activo fijo tributario convertido a dólar, al tipo de cambio de cierre, versus el activo fijo financiero valorizado a la moneda funcional dólar. (Ver nota 24 de EEFF para mayor explicación).
- En lo que resta del año 2009, dado el actual nivel de contratos de venta de energía en relación a la capacidad de generación hidráulica de la Compañía, los resultados son potencialmente volátiles. Esta volatilidad dependerá de cómo evolucionen las condiciones hidrológicas, de la disponibilidad de gas natural a precio competitivo y del precio del petróleo diesel. Sin perjuicio de lo anterior, a partir del año 2010 esta volatilidad se debiera reducir, por cuanto con el vencimiento de contratos a fines del año 2009, existirá una posición más equilibrada entre los compromisos comerciales y la capacidad de generación de electricidad competitiva.
- El agua caída durante el período de abril a junio de este año, correspondiente a los tres primeros meses del año hidrológico 2009-2010 y para las tres cuencas relevantes para Colbún, esto es, en el valle del Aconcagua, en la zona de Armerillo en la cuenca del Maule y en el lago Chapo en Canutillar, se ha registrado un déficit respecto de las precipitaciones medias de un 56%, 9% y 22%, respectivamente.
- Colbún tiene vigente un programa de cobertura de riesgo de precio de petróleo, iniciado durante el año 2008, mediante la compra de coberturas de opciones Call sobre el precio de petróleo WTI. Durante el trimestre no se ejercieron estas opciones, dado los niveles de precio del petróleo vigentes.
- Respecto a los proyectos en construcción, la central termoeléctrica de Los Pinos (100 MW) inició su operación comercial a inicios del mes de abril de 2009 y ha generado 102 GWh durante el primer semestre del año 2009. Por su parte, el proyecto termoeléctrico a carbón Santa María, ubicado en Coronel (343 MW) se encuentra en pleno período de construcción, mostrando un avance de 55%. El proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW) cuenta con la aprobación de la COREMA de la Región de los Ríos desde octubre de 2008 y con el permiso de obras hidráulicas de la DGA a partir de mayo de 2009. Concluyó la construcción de los caminos de acceso y se trabaja actualmente en las obras iniciales del túnel de desvío. El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), en tanto, continúa en proceso de tramitación ambiental.
- La Compañía cuenta con una liquidez importante, alcanzando las inversiones financieras a US\$ 553,0 millones al cierre de Jun09, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares ciertas inversiones, alcanza a US\$ 540,0 millones³. Esta liquidez asegura el financiamiento del programa de inversiones y permite enfrentar necesidades transitorias de capital de trabajo y eventuales volatilidades en los resultados operacionales, dado los factores de incertidumbre que se han explicado anteriormente.

³ Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura.



- El proceso de liquidación del incendio de la central Nehuenco I concluyó con la emisión del informe final del liquidador. Existiendo diferencias entre Colbún y los aseguradores en el proceso de liquidación, las partes están implementando el mecanismo de arbitraje, conforme lo contempla la póliza.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados acumulado a Jun09 y Jun08, así como los trimestres 2T09, 1T09 y 2T08.

Tabla 1: Estado de Resultados
(US\$ millones)

Jun.08	Jun.09		2T 08	1T09	2T09
759,6	601,1	INGRESOS DE LA OPERACIÓN:	365,2	308,8	292,3
263,2	249,9	Ventas a Clientes Regulados	127,3	129,6	120,3
183,2	188,3	Ventas a Clientes Libres	95,6	96,5	91,8
272,7	131,9	Ventas a Clientes Sin Contrato	114,2	74,1	57,8
21,5	18,4	Ventas otras generadoras	15,1	2,2	16,3
19,1	12,5	Otros Ingresos	13,0	6,4	6,1
(709,2)	(447,6)	COSTOS DE LA OPERACIÓN:	(278,6)	(248,6)	(199,0)
(14,6)	(16,2)	Peajes	(11,3)	(11,5)	(4,7)
(180,9)	(169,4)	Compras de Energía y Potencia	(41,6)	(147,8)	(21,7)
(36,2)	(5,4)	Consumo de gas	(13,3)	(3,2)	(2,2)
(423,5)	(187,8)	Consumo de Petróleo	(186,7)	(57,3)	(130,5)
(54,1)	(68,7)	Otros	(25,7)	(28,8)	(39,9)
50,4	153,5	MARGEN BRUTO	86,6	60,3	93,2
(6,8)	(7,5)	Gastos de personal de administración	(4,0)	(3,8)	(3,7)
(4,6)	(5,3)	Otros gastos y servicios	(2,3)	(3,0)	(2,3)
(58,3)	(60,0)	Depreciación y amortizaciones	(29,4)	(29,3)	(30,7)
(19,3)	80,7	RESULTADO DE OPERACIÓN	50,9	24,2	56,5
39,0	140,8	EBITDA (*)	80,2	53,5	87,2
		RESULTADO FINANCIERO:			
3,2	11,6	Ingresos financieros	1,4	7,3	4,3
(30,4)	(30,1)	Gastos financieros	(18,2)	(14,7)	(15,3)
7,2	(4,2)	Resultados por unidades de reajuste	(12,5)	(4,3)	0,1
37,9	46,0	Diferencias de cambio, neto	8,6	30,1	15,9
17,8	23,3		(20,7)	18,4	4,9
1,4	1,2	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	0,4	1,5	(0,3)
69,3	2,7	Otros Ingresos distintos de los de operación	65,1	2,5	0,2
(55,9)	(2,0)	Otros gastos distintos de los de operación	(3,0)	(1,3)	(0,8)
14,8	1,9		62,5	2,7	(0,8)
13,3	105,9	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	92,7	45,3	60,6
(7,0)	24,7	GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	(43,6)	(7,8)	32,5
6,3	130,5	GANANCIA (PÉRD) DESPUES DE IMP.TOS. DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	49,1	37,5	93,0
		Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto			
6,3	130,5	GANANCIA (PÉRD) ATRIBUIBLE A CONTROLADOR Y A PARTICIP. MINORITARIAS	49,1	37,5	93,0
3,6	127,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	48,6	34,7	92,7
2,7	3,0	PARTICIPACION MINORITARIA	0,5	2,7	0,3



En el 2T09, la Compañía registró una ganancia de US\$ 92,7 millones que se compara favorablemente tanto con la del trimestre anterior de US\$ 34,7 como con la del mismo periodo del año anterior.

En términos acumulados, a Jun09, la ganancia registrada alcanza a US\$ 127,5 millones, también superior a la ganancia de US\$ 3,6 millones acumulada en igual período del año anterior.

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LA OPERACIÓN

El EBITDA del 2T09 ascendió US\$ 87,2 millones, que se comparan con los US\$ 53,5 millones del 1T09 y con los US\$ 80,2 del mismo trimestre del año anterior. Respecto al trimestre anterior, los ingresos de la operación experimentaron una disminución de US\$ 16,6 millones, obedeciendo a menores precios promedios, los cuales fueron más que compensados por una reducción de costos de la operación de US\$ 49,6 millones, principalmente por un menor costo térmico (generación térmica propia o compras de energía en el mercado spot a precios marcados por unidades térmicas).

Durante el 2T09, el desempeño operacional estuvo marcado por el comienzo del año hidrológico, lo que permitió una mayor generación hidráulica y una disminución de los costos marginales, los que desde un promedio de 135 US\$/MWh el 1T09 disminuyeron a 111 US\$/MWh el 2T09, atenuando el costo de operación.

En términos acumulados a Jun09, el EBITDA ascendió a US\$ 140,8 millones, que se compara con los US\$ 39,0 millones acumulados el mismo periodo del año anterior. Aunque los Ingresos de la Operación acumulados a Jun09 fueron menores en US\$ 158,6 millones con respecto a la misma fecha del año 2008, los menores Costos de la Operación por US\$ 261,6 millones los compensaron ampliamente. Las menores ventas valoradas a Distribuidoras sin Contratos y las menores compras de petróleo diesel, ambas fundamentalmente por menores precios, explican la evolución de los ingresos y costos aludidos.

2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia acumuladas a Jun09 y Jun08, así como para los trimestres 2T09, 1T09 y 2T08.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación
(GWh, salvo potencia en MW)

Acumulada		Ventas	Cifras Trimestrales		
Jun.08	Jun.09		2T 08	1T 09	2T 09
2.390	2.441	Clientes Regulados (GWh)	1.180	1.270	1.170
2.418	2.448	Clientes Libres (GWh)	1.163	1.200	1.248
919	896	Distribuidoras s/Contratos (GWh)	430	480	416
46	137	Spot CDEC (GWh)	46	0	137
5.772	5.921	Total Ventas (GWh)	2.819	2.951	2.970
1.607	1.552	Potencia (MW)	1.607	1.497	1.552

Acumulada		Generación	Cifras Trimestrales		
Jun.08	Jun.09		2T 08	1T 09	2T 09
2.745	3.044	Hidráulica (GWh)	1.654	1.449	1.596
131	43	Térmica Gas (GWh)	52	29	15
2.407	1.821	Térmica Diesel (GWh)	1.030	481	1.340
5.284	4.909	Total Generación Propia	2.736	1.958	2.951
625	1.144	Compras CDEC (GWh)	168	1.038	106

2.1.2 Ingresos de la Operación

Los *Ingresos de la Operación* del 2T09, disminuyeron un 5% respecto al trimestre anterior y un 20% respecto al mismo período del año anterior, situación que se explica principalmente por un efecto precio en las ventas a Distribuidoras sin Contrato y a una leve caída en los precios regulados, pues los volúmenes de ventas físicas a los distintos tipos de clientes se mantienen en niveles similares. Como se sabe, la demanda del SIC ha caído 1,5% en los primeros seis meses del año en comparación a igual período del año anterior.

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 2T09 disminuyeron un 7% desde US\$ 129,6 millones a US\$ 120,3 millones con respecto al trimestre anterior, lo que se explica por menores ventas físicas dado la finalización del contrato de suministro con la distribuidora Chilquinta, además de los menores precios regulados. Respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas valoradas disminuyeron en un 5% desde 127,3 millones, disminución que se explica fundamentalmente por los menores precios regulados, los que, expresados en dólares, han disminuido en 5%, dado la evolución del precio de nudo.

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas del 2T09 son menores en un 5% respecto de 1T09, variando desde US\$ 96,5 millones a US\$ 91,8 millones. Las ventas físicas experimentaron un incremento de 4% desde 1.200 a 1.248 GWh, además de un incremento de precios a clientes libres. La comparación anterior no considera el reconocimiento en el mes de marzo de 2009, de US\$ 9,8 millones por la reliquidación acordada con el cliente Anglo American S.A. para su faena del El Soldado.

En relación a igual trimestre del año anterior, las ventas valoradas disminuyeron en un 4%, desde US\$ 95,6 millones. Los precios de los clientes no regulados que típicamente se pactan en dólares y en algunos casos, con indexaciones a los costos, son menores en aproximadamente un 1% en dólares al 2T09, comparado con igual período del año anterior, medido en dólares y sin considerar el reconocimiento en junio de 2008, de US\$ 9,4 millones por reliquidación de precios del contrato de CGED por el abastecimiento de la planta Teno de Cementos Bío Bío Ltda.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Estas ventas corresponden a ventas que la compañía debe realizar a empresas distribuidoras que actualmente se encuentran sin contrato de suministro y cuyo precio de venta final es el costo marginal. El 2T09 estas ventas alcanzaron a US\$ 57,8 millones, que se comparan con US\$ 74,1 millones del 1T09 y con US\$ 114,2 a igual trimestre del año anterior, disminución que se explica por los menores costos marginales a los cuales se efectúan estas ventas.

2.2 ANALISIS DEL COSTO DE LA OPERACIÓN

Los costos de la operación del 2T09 fueron US\$ 49,6 millones menores a los de 1T09 y US\$ 79,6 millones menores al del mismo trimestre del año anterior.

Un análisis de los principales ítems de costos muestra que durante el 2T09, la principal variación en el costo de la operación respecto al trimestre anterior está representada por menores compras de energía en el mercado spot, compensadas parcialmente por un mayor consumo de petróleo diesel. En relación al 2T08, el menor costo es producto del menor precio del petróleo diesel, el que ha compensado la mayor generación con ese combustible. Como referencia, durante el primer semestre del año 2009, el precio promedio del WTI alcanza a 51,4 US\$/bbl versus 110,9 US\$/bbl durante el primer semestre 2008.

Sin perjuicio de lo anterior y en términos semestrales, la Compañía ha debido suplir sus déficits de energía con compras, las que en términos físicos fueron mayores en un 83% a las de igual semestre del año anterior. Sin embargo, en términos valorados, estas compras alcanzaron a US\$ 169,4 millones, menores en un 6% a las del primer semestre 2008, lo que se explica por los menores costos marginales, cuyo promedio alcanzó a 123 US\$/MWh, menor en un 54% al promedio del primer semestre 2008 (265 US\$/MWh)

Se puede advertir que en comparación con el mismo período del año anterior, se ha incrementado la compra de energía en el mercado spot, lo que ha tenido como contrapartida un menor uso de petróleo. Sin embargo, la suma de la generación térmica y las compras de energía en términos físicos, fue menor en un 5% al del primer semestre 2008, debido a una

mayor generación hidráulica de 299 GWh (un 11% mayor que la del primer semestre 2008). En términos valorados, el total de ambas partidas de costos, fue menor en un 41% dado los menores costos de generación y de compras de energía involucrados.

En la Tabla 2, se advierte el mix de generación y la recuperación de la generación hidráulica acumulada a Jun09, así como la disminución de la generación con diesel.

Con el fin de protegerse de la volatilidad experimentada por el precio del petróleo y acotar el costo de dicho combustible, a fines del año 2008 se renovó el programa de cobertura de precio de petróleo iniciado el año 2008 y se compraron opciones Call sobre WTI para el año 2009 asumiendo el patrón de consumo de un año normal, ajustando los volúmenes cubiertos para aquellos meses en que la Compañía presentaba mayor exposición. El costo de estas primas es llevado como un mayor precio del combustible al vencimiento de las opciones. Esta cobertura califica como “contabilidad de cobertura” y por lo tanto las variaciones de “*mark-to-market*” se registran en cuentas de patrimonio hasta su vencimiento. Durante el primer semestre del presente año, las opciones Call correspondientes expiraron sin valor, dado que el valor promedio del barril de WTI fue menor al precio de ejercicio de dichas opciones.

Los análisis de riesgo realizados por la Compañía para el año 2009, detectaron que existían diferentes contingencias que de darse en forma simultánea podían afectar significativamente los resultados de la Compañía. Dada la baja probabilidad del evento, pero su alto impacto, se diseñó e implementó un Seguro Híbrido, el cual permite proteger a la Compañía frente a un evento adverso como lo es que se de simultáneamente una sequía y altos precios del petróleo diesel.

Al analizar el costo de los peajes de transmisión, se advierte una disminución en el 2T09 con respecto al mismo período de 2008, principalmente debido a que en 2T08 se realizaron importantes reliquidaciones correspondientes a los años anteriores por aplicación de la nueva Ley, en forma retroactiva desde el año 2004

3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FINANCIERO

El resultado financiero alcanzó US\$ 23,3 millones acumulado a Jun09, comparado con US\$17,8 acumulado a Jun08. Cabe señalar que para el análisis de este ítem se debe considerar que las nuevas normas contables, así como la nueva moneda funcional han modificado ciertos conceptos. Algunos de estos efectos son la eliminación de la corrección monetaria, la diferencia de cambio se calcula ahora en función de los stock de balance en pesos y los efectos en resultado de los derivados de cobertura de tasas de interés y de tipo de cambio se registran en las cuentas de las partidas cubiertas (ingresos financieros, gastos financieros y diferencia de cambio) y no en las cuentas de ingresos y egresos fuera de explotación como se registraba anteriormente.

Gastos Financieros: Los gastos financieros acumulados a Jun09 fueron de US\$ 30,1 millones. Bajo IFRS, este rubro incluye el costo *all-in* de la deuda financiera incluyendo todos los efectos de los derivados de cobertura de tasa de interés y restando los intereses

activados por proyectos de inversión (US\$ 10,0 millones acumulados a Jun09, por intereses activados).

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros acumulados a Jun09 alcanzan a US\$ 11,6 millones, consistente con las rentabilidades obtenibles en instrumentos tipo *money-market* y/o depósitos a plazo en los cuales se encuentran invertidos las inversiones financieras. Bajo IFRS, este rubro también incluye los efectos de los derivados de cobertura. En el caso de la Sociedad, existe una posición compradora de dólares a través de contratos forward que se utilizan para construir sintéticamente inversiones financieras en dólares. Anteriormente, esos efectos se registraban en los otros ingresos/egresos fuera de explotación.

Otros Ingresos y Egresos distintos de los de la Operación: Bajo IFRS, estos rubros ya no registran los efectos de los derivados de cobertura de flujo de caja (fluctuaciones de tasa de interés y tipo de cambio). Los efectos en resultado de los derivados se registran en las cuentas de las partidas cubiertas (ingresos financieros, gastos financieros y diferencia de cambio).

Los otros ingresos distintos de los de la operación acumulados a Jun09 de US\$ 2,7 millones consisten mayoritariamente en el pago de la indemnización por US\$ 2,3 millones asociado con el daño físico incurrido por un siniestro en el compresor de la central Nehuenco I en julio 2007.

Los otros gastos distintos a los de la operación acumulados a Jun09 de US\$ 2,0 millones comprenden principalmente las remuneraciones al directorio, los gastos legales asociados con juicios en curso y multas o castigos.

Diferencia de Cambio: Producto de la adopción de las normas IFRS, la Compañía adoptó el dólar como moneda funcional. A partir de este momento, la cuenta Diferencia de Cambio registra las diferencias de cambio de los stocks monetarios mantenidos en monedas distintas al dólar. El resultado positivo de US\$ 46,0 millones por Diferencia de Cambio acumulado a junio 2009 es el resultado de una apreciación en 16,5% del tipo de cambio \$/US\$ y una inflación de -2,3% aplicada a un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en pesos y que tiene deudas indexadas a la Unidad de Fomento. Es necesario recordar que Colbún tiene activos en pesos chilenos importantes como por ejemplo los impuestos por recuperar y las cuentas por cobrar a distribuidoras sin contrato.

Impuesto a las Ganancias: El impuesto a las ganancias registra una utilidad acumulada a Jun09 de US\$ 24,7. Este número positivo - en una cuenta que en general debiera registrar gasto - se explica por las diferencias temporarias generadas al comparar el activo fijo tributario convertido a dólar, al tipo de cambio de cierre, versus el activo fijo financiero valorizado a la moneda funcional dólar. (Ver nota 24 de EEFF para mayor explicación).

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 30 de junio de 2009, al 31 de marzo de 2009 y al 31 de diciembre de 2008.

Tabla 3: Principales Partidas del Balance
(US\$ millones)

	Dic.08	Mar.09	Jun.09
Activo corriente en operación	1.065	1.125	1.157
Inversiones financieras (*)	522	512	553
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	238	305	256
<i>Ventas normales</i>	91	125	102
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	109	124	101
<i>Deudores varios</i>	38	56	53
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	196	223	252
Otros activos corrientes	109	85	96
Activos no corrientes	4.012	4.106	4.232
Propiedades, planta y equipo, neto	3.750	3.832	3.923
Otros activos	262	274	309
TOTAL ACTIVOS	5.077	5.231	5.389
Pasivos corrientes en operación	215	303	385
Pasivos no corrientes	1.650	1.655	1.653
Patrimonio neto	3.212	3.273	3.352
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.077	5.231	5.389

(*) Incluye Efectivo y equivalente al efectivo, además de Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado. No considera ajuste de derivados de coberturas.

Activo Corriente en Operación:

El activo corriente en operación al cierre de Jun09 alcanza los US\$ 1.157 millones, que se explica por:

- (i) Las Inversiones Financieras por US\$ 553 millones (US\$ 540 millones, neto de efecto de coberturas), stock que, en términos aproximados, se ha mantenido desde el plan de financiamiento concluido en agosto del año 2008.
- (ii) El incremento en Deudores Comerciales por US\$ 19 millones, se explica fundamentalmente por los ingresos de la operación y la disminución del tipo de cambio respecto a diciembre 2008, afectando positivamente los activos denominados en pesos (cuentas por cobrar por venta de energía).

Como se ha explicado anteriormente, las ventas a empresas distribuidoras sin contratos se efectúan y contabilizan a costo marginal pero se facturan y son pagadas a Colbún a precio de nudo. La diferencia entre el costo marginal y el precio de nudo asociada a las referidas ventas, es pagada por las empresas distribuidoras del SIC prorrateando entre todos sus clientes un recargo de hasta un 20% del precio nudo, por el tiempo que sea necesario hasta saldar la referida cuenta por cobrar, la que se registra en la cuenta deudores por venta.

- (iii) Cuentas por cobrar impuestos corrientes por US\$ 252 millones, que han subido desde el cierre de diciembre de 2008 por el efecto de la variación del tipo de cambio entre los períodos que se comparan, al tratarse de activos denominados en pesos chilenos y a IVA crédito generado por la incorporación de activos fijos.

Es necesario recordar que en marzo de 2008 fue promulgada la Ley 20.258 que estableció un mecanismo de devolución del impuesto específico al petróleo diesel a favor de las empresas generadoras eléctricas. Al 30 de junio de 2009, la compañía ha recuperado un total de US\$ 76,6 millones desde la vigencia de dicha ley, con lo que a esta fecha el remanente crédito fiscal alcanza a US\$ 214,9 millones, de los cuales US\$ 9,2 millones se recuperaron en los primeros días de julio como consecuencia del mecanismo estipulado en la ley referida.

Activos No Corrientes:

Al cierre de Jun09, la variación del rubro Propiedades, Plantas y Equipos respecto a diciembre 2008, asciende a US\$ 172,7 millones y se explica fundamentalmente por los proyectos de inversión.

Pasivos Corrientes en Operación:

El incremento de US\$ 169,7 millones en el saldo del pasivo corriente en operación en comparación al cierre de 2008, es producto principalmente de la emisión de Efectos de Comercio (US\$ 19,6 millones) y de la utilización de “Confirming” con el Banco Estado (US\$ 74,8 millones).

Pasivos No Corrientes:

El pasivo no corriente no presenta variaciones significativas al cierre de Jun09.

Patrimonio:

La variación del patrimonio, se explica principalmente por la ganancia del ejercicio de US\$ 127,5 millones y por los efectos de los derivados de cobertura que bajo IFRS se registran en el patrimonio. En aplicación de la nueva norma contable, a Jun09 se procedió a registrar en Reserva para Dividendos Propuestos, un total de US\$ 38,2 millones, equivalentes al dividendo mínimo obligatorio, calculado sobre la ganancia a la fecha.

5. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	Dic.08	Jun.08	Jun.09
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	4,95	2,33	3,01
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	4,91	2,30	2,97
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,58	0,54	0,61
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	11,5%	26,4%	18,9%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	88,5%	73,6%	81,1%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos + Gastos financieros) / Gastos financieros		1,44	4,52
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. actividades continuadas / Patrim. neto promedio		0,1%	4,0%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (perdida) controladora / Tot. Activo promedio		0,1%	2,5%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)		-0,5%	2,1%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a junio 2009 más el patrimonio a junio 2008 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de junio 2009 más el total de activo a junio 2008 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de activo fijo de junio 2009 más el total de activo fijo a junio 2008 dividido por dos.

6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

La Tabla 5 muestra el comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a Jun09 y Jun08, así como los trimestres 2T09, 1T09 y 2T08:

Tabla 5: Resumen del Flujo Efectivo
(US\$ millones)

Jun.08	Jun.09		2T 08	1T 09	2T 09
(215,7)	124,6	De la Operación	(104,4)	103,8	20,8
542,9	63,7	De Financiamiento	467,3	(10,7)	74,3
(86,8)	(236,0)	De Inversión	(50,7)	(142,3)	(93,7)
240,4	(47,8)	FLUJO NETO DEL PERÍODO	312,2	(49,2)	1,4

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo acumulado a Jun09 de US\$ 124,6 millones, el que se explica fundamentalmente por el EBITDA que alcanzó a US\$ 140,8 millones, además de una leve recaudación neta de ventas a clientes sin contratos y un aumento de los impuestos por recuperar.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto positivo acumulado a Jun09 de US\$ 63,6 millones por la obtención de nuevos financiamientos, tales como Efectos de Comercio por US\$ 19,6 millones y “Confirming” con Banco Estado por US\$ 74,8 millones. Las amortizaciones de deuda en el período alcanzaron US\$ 5,7 millones. Los vencimientos de deuda de largo plazo (sin incluir Efectos de Comercio y “Confirming”) para los próximos 12 meses alcanzan a US\$ 11,5 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo acumulado a Jun09 de US\$ 236,0 millones producto principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$ 222,0 millones y a préstamos realizados a la empresa relacionada Hidroaysén por US\$ 14,0 millones.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.615 MW (aproximadamente un 26% del SIC), conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.268 MW en unidades hidráulicas.

El parque antes señalado, incluye a contar de abril de 2009, con la puesta en marcha de la central térmica Los Pinos, unidad térmica de ciclo abierto de 100 MW de capacidad instalada.

En cuanto al parque térmico de la compañía, las unidades Nehuenco I, Nehuenco II, Nehuenco III y Candelaria están habilitadas para funcionar tanto con petróleo diesel como con gas natural argentino, mientras que Antilhue y Los Pinos sólo con petróleo diesel. Este parque de generación térmico fue diseñado para permitir a Colbún S.A. un equilibrio hidrotérmico adecuado en relación al nivel de compromisos comerciales. Las restricciones al suministro de gas desde la República Argentina que obligan a operar las unidades térmicas de Colbún principalmente con diesel han implicado que los resultados de la Compañía pasaron así a depender fuertemente de las condiciones hidrológicas y del precio internacional del petróleo diesel, por cuanto en años secos y en la medida que siga la restricción de suministro de gas natural, es necesario operar las unidades térmicas con petróleo diesel o a efectuar compras en el mercado eléctrico de corto plazo (spot) para cumplir con los compromisos contraídos.

7.1 Combinación de factores adversos

La combinación de factores adversos como la escasez de lluvias y un elevado precio del petróleo diesel durante el primer semestre del año 2008, contribuyeron en ese período a un escenario excepcionalmente negativo para la Compañía, debiendo generar con petróleo diesel para abastecer sus contratos y comprar en el mercado spot a costos sustancialmente mayores a los precios que vende la energía según sus contratos.

Esta situación ha sido distinta durante el primer semestre del año 2009, debido a una mejor condición hidrológica, que ha permitido aumentar la generación de las centrales hidráulicas de la Compañía, reduciendo su producción con centrales térmicas operadas con petróleo diesel, además de la caída del precio internacional del diesel, ubicándose en promedio en torno a 51,4 US\$/bbl al 2T09, en comparación a los 110,9 US\$/bbl al 2T08. Estas condiciones favorables, también han disminuido de manera considerable los costos marginales en el mercado spot desde 265 US\$/MWh al 2T08 a 123 US\$/MWh al 2T09 (base S/E Alto Jahuel 220 kV), lo que ha implicado menores costos por compras de energía en ese mercado.

7.2 Acciones de mitigación

Adicionalmente al plan de inversiones que la Compañía ha llevado a cabo para reducir su exposición al riesgo, se ha mantenido la política de cambiar los términos de precios e indexación de importantes contratos de suministros de electricidad a través de acuerdos con

sus clientes o por la vía de la instancia arbitral, de manera que se asemejen en mejor medida a las actuales condiciones de costo del sector.

Finalmente, la Compañía ha implementado una estrategia de cobertura a la exposición que enfrenta a variaciones del precio del petróleo y, simultáneamente, con hidrologías secas.

7.3 Perspectiva de mediano plazo

Si bien la Compañía ha presentado una situación relativamente más favorable en materia de costos operacionales en el primer semestre del año 2009, en comparación con el primer semestre del año 2008, sus flujos de caja para el presente año seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, del precio de combustibles y de la disponibilidad de gas natural, hasta que se restablezca en el Sistema Interconectado Central chileno el equilibrio entre la capacidad de generación a costos competitivos y los compromisos comerciales.

Dado lo anterior, la Compañía mantiene una política permanente destinada a identificar, medir, analizar y controlar los distintos riesgos a los que está expuesta, de modo de mitigar óptimamente su valor en riesgo. A modo de ejemplo se pueden citar las coberturas de sus necesidades de petróleo diesel, las que se ven alteradas por la volatilidad del precio de dicho combustible y de las condiciones hidrológicas.

7.4 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene como estrategia aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico que permite incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva. Dado los precios relativos de los combustibles y de los costos de inversión de las diferentes opciones tecnológicas, actualmente la generación térmica a carbón aparece como la solución más competitiva.

En concordancia con la estrategia ya mencionada, Colbún ha reactivado proyectos hidráulicos con la entrada en servicio durante el año 2007 y principios del 2008 de las centrales Quilleco, Chiburgo y Hornitos, que totalizan 145 MW. Adicionalmente, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Proyecto CH San Pedro: Central de 144 MW ubicada en el río del mismo nombre en la Región de los Ríos, que podría entrar en operación el año 2012. Desde octubre de 2008 cuenta con la aprobación ambiental por parte de la Corema de la Región de los Ríos. Ya se encuentra en licitación las primeras obras civiles.

Proyecto CH Angostura: Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW ubicado en la región del Bío Bío, en el río del mismo nombre, continúa en su fase de aprobación medioambiental.

Otros proyectos hidráulicos: Finalmente, la Compañía posee otros derechos de agua en las Regiones de Valparaíso y de Los Lagos, sobre la base a los cuales está estudiando proyectos hidráulicos por alrededor de 500 MW, que se espera entren en etapa de desarrollo y ejecución de manera que puedan aportar con generación de electricidad a partir del año 2013 y siguientes.

Además, la Compañía está participando con Endesa en la sociedad que desarrollará los proyectos hidroeléctricos de la Región de Aysén, en los ríos Baker y Pascua y que totalizarían una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, será comercializada en forma independiente por ambas compañías.

Proyectos térmicos: En relación a la generación térmica competitiva, complemento esencial al desarrollo hidroeléctrico, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María (ex Coronel D). Se trata del desarrollo de la primera etapa de un complejo termoeléctrico abastecido de carbón, consistente en dos unidades, cada una con una capacidad de aproximadamente 343 MW de potencia nominal neta. Es importante destacar que las tecnologías con que han sido proyectadas estas centrales termoeléctricas a carbón, cumplen con los más altos estándares medio ambientales y normas de países desarrollados, por lo cual son muy poco agresivas con el medio ambiente en general y con la población vecina en particular.

Cabe reiterar en relación al incremento de nueva capacidad térmica de respaldo, que durante el mes de abril de 2009, se puso en marcha la central térmica Los Pinos, unidad térmica de ciclo abierto de 100 MW de capacidad instalada, cuya elevada eficiencia la deja en condiciones de operar en términos económicos justo después de los ciclos combinados que operen con diesel.

Respecto de las centrales térmicas de la Compañía que actualmente están operando con petróleo diesel y que podrían operar adicionalmente con GNL, se está estudiando si las condiciones técnicas, económicas y de acceso a este combustible representan un nuevo proyecto viable para Colbún.

Se puede concluir que la Compañía sigue con una vocación hídrica, demostrada por los proyectos en ejecución, los proyectos en estudio y en desarrollo y por el Proyecto Hidroaysén. Sin embargo, se debe compatibilizar la vocación hídrica con su calidad de actor relevante y de largo plazo en el sector de generación de electricidad, lo que entre otros aspectos significa ser capaz de proveer a las empresas distribuidoras y a los clientes industriales de un suministro de electricidad sustentable, competitivo, estable, de buena calidad y a través de contratos de largo plazo. Así se explica la necesaria capacidad de generación térmica tanto de base como de respaldo, que permite lograr un flujo de generación de electricidad de esas características y con riesgos acotados, compensando así la volatilidad de la generación hidráulica.

7.5 Política Comercial

Colbún ha seguido una estrategia de contratación de largo plazo para obtener estabilidad en sus flujos, basada en un equilibrio de generación hídrica y térmica a un costo competitivo. Si bien este equilibrio se vio alterado producto de la desaparición del gas natural proveniente de Argentina, la Compañía ha avanzado en ajustar su cartera de clientes, la cual en condiciones razonables retomará su equilibrio hacia el año 2010, al considerar la generación de base hídrica y de carbón disponibles y la generación térmica de respaldo.

7.6 Licitaciones de Suministro

A la fecha, la Compañía ha participado en varias licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras por suministro por plazos de 10 a 15 años a contar de enero del 2010 y enero del 2011. Como resultado de dichas licitaciones, la Compañía se ha adjudicado parte de los bloques base licitados por las distribuidoras Saesa y varias Cooperativas, CGE Distribución en dos bloques y Chilectra S.A., sumando en total 6.200 GWh anuales, además de un bloque variable de Saesa y otras Cooperativas que puede alcanzar a 582 GWh anuales, los que se iniciarán el año 2010. Los contratos correspondientes fueron firmados durante mayo de 2007, con Saesa, Cooperativas y el primer bloque de CGED, mayo de 2008 con Chilectra S.A. y julio de 2009 por el segundo bloque con CGED. Con todo, los bloques adjudicados por Colbún representan 24% del total licitado.

Estas licitaciones se realizaron por primera vez en el marco de un proceso libre y competitivo y los precios y fórmulas de indexación ofrecidos por las distintas generadoras reflejaron el nuevo contexto de costos de desarrollo de largo plazo de la industria, luego de la crisis del gas natural argentino.

7.7 Riesgos Regulatorios

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad resulta fundamental, lo cual ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años han fortalecido esta estabilidad. Una prueba de ello son las recientes licitaciones a precios de mercado para el abastecimiento a las empresas distribuidoras que han significado una importante disminución del riesgo regulatorio de fijaciones de precios. Sin embargo, aun se mantienen o aparecen algunas señales de incertidumbre regulatoria que aunque incipientes, no se pueden dejar de mencionar.

Uso de Embalses para fines distintos para los que fueron diseñados como el Control de Crecidas: Se aprobó la denominada “Ley de Embalses”, la que tiene por objeto utilizar los embalses que hoy se usan en generación eléctrica y riego, además para el control de crecidas. Dependiendo de la forma en que se implemente su reglamento, el que está en etapa de preparación por parte de las autoridades encargadas, podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.

Transferencias de Potencia de Punta: Otro caso es el DS N° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006, por medio del cual se dictó un reglamento que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta, materia que había quedado establecida después de varias divergencias falladas por el Panel de Expertos durante el año 2004. No obstante, la aplicación de dicho reglamento depende de la implementación de las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios, que es materia de otro reglamento que se encuentra pendiente, por lo cual, según lo dispuesto en el artículo 20 transitorio del DFL N° 4/20.018, Ley Eléctrica, su aplicación se encuentra diferida.

Reglamento CDEC: Con fecha 18 de julio de 2008 la Contraloría General de la República tomó razón del Decreto Supremo N° 291 de fecha 3 de octubre que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). A juicio de Colbún S.A., esta nueva normativa reglamenta situaciones no contempladas en el orden legal teniendo como consecuencia una cierta pérdida de autonomía de los CDEC por requerimientos que reciban de la autoridad.

7.8 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 las variaciones de tasas de interés, tipos de cambio, quiebra de contrapartida u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

Riesgo de tipo de cambio: Surge principalmente de los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, de las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción y de la deuda contratada en moneda distinta al dólar, que es la moneda funcional de la Compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas, el balance actual de la Compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición “larga” en pesos chilenos, se traduce en un resultado por diferencia de cambio de aproximadamente US\$ 4 millones por cada \$ 10 de variación en la paridad peso dólar.

Riesgo de tasa de interés: Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros con tasa de interés variable y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos con tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El riesgo se gestiona con el fin de alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y así, poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados. Para lo anterior, se contratan derivados de cobertura tales como *swaps* de tasa de interés fija y *collars*.

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

Tasa de interés	30.06.2009	30.06.2008	31.12.2008
Fija	100%	93%	93%
Variable	0%	7%	7%
Total	100%	100%	100%

Del cuadro anterior, se desprende que Colbún tiene exposición nula al riesgo del tasa de interés, dada su política de fijación de tasas de interés de largo plazo.



Riesgo de crédito: El riesgo surge 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. Además, gran parte de los cobros que realiza Colbún corresponden a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y a la contratación de derivados, Colbún los efectúa con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que aseguren el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la sociedad y revisados periódicamente.

Al 30 de junio de 2009, la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y un 90% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

Riesgo de liquidez: Los fondos necesarios para hacer frente a salidas de flujo de efectivo para cumplir con compromisos de inversiones, gastos del negocio y vencimientos de deuda, etc., se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún S.A. y de la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para cumplir con las necesidades de un período.

Al 30 de junio de 2009 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$553 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 60 días. Asimismo, la compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 6 millones, una línea de bonos en el mercado local por UF 7 millones (en trámite de inscripción) y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

8. ANÁLISIS DE LAS DIFERENCIAS ENTRE VALOR LIBRO Y DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS

El rubro Propiedades, Plantas y Equipos se valoriza a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Este activo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituye el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa periódicamente. (Ver Nota 20 para más detalles de la composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos)

Periódicamente se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido un una pérdida por deterioro.

Los activos denominados en monedas distintas a la moneda funcional de la Compañía, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Finalmente, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se exponen en la Nota número 3 de los Estados Financieros.

9. MERCADO EN EL QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Colbún S.A. tiene sus instalaciones productivas en las Regiones de Valparaíso, de O'Higgins, del Maule, del Bío-bío y de los Lagos y vende toda su producción en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país que se extiende desde Taltal hasta la Isla Grande de Chiloé. Durante el primer trimestre del año 2009, el consumo de esta zona alcanzó a 19.520 GWh, con un decrecimiento de 1,5% con relación al mismo período del año anterior.

Para inyectar su energía al SIC, los generadores deben pagar, por cada una de sus centrales, por el uso que hacen del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan. Asimismo, cuando efectúan retiros de electricidad para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deben pagar por los mismos conceptos. Al respecto, en enero de 2008 salió publicado el Decreto que fija los peajes troncales como parte de la aplicación total de la denominada Ley Corta 1, publicada en marzo de 2004.

Las ventas a las empresas distribuidoras representan aproximadamente un 71% de las ventas totales de las empresas generadoras a los clientes del SIC. Estas ventas incluyen energía que las distribuidoras destinan a sus clientes regulados y a sus clientes de precio libre. El resto corresponde a los clientes industriales libres, cuyos precios de venta, junto con los precios de las generadoras a las distribuidoras por energía para clientes libres, se utilizan en los procesos de fijación tarifaria para establecer una banda de precios al interior de la cual se debe ubicar el precio de nudo fijado. La amplitud de esta banda fue completamente redefinida por la Ley 20.018.