



Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados al 30 de junio de 2016

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra S.A. resolvió aprobar la división de la Compañía, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas. Producto de la división de Chilectra S.A. surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Chilectra Américas S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a Chilectra S.A. fuera de Chile.

Con fecha 1 de Marzo, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Chilectra S.A. y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Chilectra Américas S.A..

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de distribución fuera de Chile por el periodo de dos meses terminado al 29 de febrero de 2016, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro “Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas” del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación se ha aplicado también a los resultados correspondientes al primer semestre de 2015, con lo cual se ha re-expresado el estado de resultados integrales consolidados aprobado anteriormente.

1. Análisis del Balance General

1.1.-Activo

La variación global de los activos durante el periodo se detalla a continuación:

Activos		jun-16	dic-15	Var 16/15	% Var 16/15
Activos Corrientes	MM\$	227.156	764.265	(537.109)	(70,3 %)
Activos No corrientes	MM\$	780.396	766.740	13.656	1,8 %
Total Activos	MM\$	1.007.552	1.531.005	(523.453)	(34,2 %)

Los **activos totales** de la Compañía a junio de 2016 presentaron una disminución de \$523.453 millones respecto a diciembre de 2015. Las principales variaciones están dadas por:



a. Aumento de Activos Corrientes

Los Activos Corrientes disminuyeron en \$537.109 millones explicado principalmente por:

- Disminuciones en:

- Los activos corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, se detallan a continuación:

		Saldo 31/12/2015
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		MM\$
	Efectivo y equivalentes al efectivo	10.694
	Otros activos financieros corrientes	188
	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8.209
	Activos por impuestos corrientes	432
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		19.523
ACTIVOS NO CORRIENTES		
	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	462.007
	Activos por impuestos diferidos	41
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		462.048
TOTAL DE ACTIVOS		481.571

- Otros Activos financieros corrientes en \$15.233 millones, que se explica por la liquidación de depósito por cobrar producto de la venta de terreno en la comuna de Las Condes.
- Efectivo y equivalente al efectivo en \$12.955 millones, producto de disminución de depósitos en pactos por \$11.513 millones y una disminución de saldos en bancos por \$1.442 millones.
- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en \$30.690 millones: Principalmente por disminución de los deudores por venta (neto) en \$20.603 millones, principalmente por provisión de menores ingresos por venta de energía y potencia producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP), decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP) y Decreto Subtransmisión (STx).
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas en \$380 millones: Principalmente por menor cuenta a cobrar varias a Enersis América S.A. por \$552 millones, menor cuenta a cobrar Endesa S.A. por concepto de peajes por \$189 millones. Lo anterior



compensado por mayor cuenta a cobrar a Chilectra Inversud por servicios de \$150 millones y mayor cuenta a cobrar por servicios y cuenta corriente mercantil a Chilectra Américas por \$127 millones.

- Aumentos en:

- Activos por impuestos corrientes en \$4.902 millones, que se explica principalmente por mayores pagos provisionales de impuestos (PPM) por \$4.967 millones, compensado por menores créditos por gasto de capacitación de \$65 millones.

b. Aumento de Activos No Corrientes

Los Activos No Corrientes aumentaron en \$13.656 millones explicado principalmente por:

- Aumentos en:

- Activos fijos e intangibles netos en \$9.753 millones. Principalmente por activación de inversiones por \$24.178 millones y aumento de materiales y repuestos por \$775 millones, lo anterior compensado por depreciación del ejercicio por \$14.935 millones y bajas de activos por \$265 millones.
- Aumento de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes en \$3.768 millones, que se explica por reclasificación de deudas de clientes a largo plazo.

1.2.-Pasivo

La variación global de los pasivos totales durante el periodo se detalla a continuación:

Pasivos		jun-16	dic-15	Var 16/15	% Var 16/15
Pasivos Corrientes	MM\$	274.457	363.516	(89.059)	(24,5 %)
Pasivos No Corrientes	MM\$	52.386	54.831	(2.445)	(4,5 %)
Patrimonio	MM\$	680.709	1.112.658	(431.949)	(38,8 %)
Patrimonio Neto y Total	MM\$	1.007.552	1.531.005	(523.453)	(34,2 %)

Los pasivos exigibles (corrientes y no corrientes) de la Compañía experimentaron una disminución de \$91.504 millones respecto a diciembre de 2015 que se explica principalmente por:

- Disminución en:

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes en \$74.401 millones que se explica principalmente por disminución de deuda con Enersis Américas



por dividendos por \$147.712 millones y otras deudas por materiales y servicios por \$8.907 millones, menores obligaciones con Endesa Chile por concepto de compra de energía y peajes por \$5.675 millones y menores obligaciones con Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. por \$2.235 millones. Lo anterior se compensa parcialmente por aumento de obligaciones con Enersis Chile a través de cuenta corriente mercantil de \$81.334 millones y otras deudas por materiales y servicios por \$8.305 millones.

- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar en \$18.520 millones: Se explica principalmente por menores obligaciones con otros proveedores y acreedores por \$11.178 millones, menores obligaciones por pagos provisionales de \$5.388 millones debido a la suspensión de obligación por perdidas tributarias, menores dividendos por pagar por \$1.359 millones y menores obligaciones con proveedores de energia por \$595 millones.
- Pasivos por impuestos diferidos en \$2.120 millones, se explica principalmente por disminución por efecto de pago de impuestos en Perú y reconocimiento de ingresos diferidos.
- Los pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, se detallan a continuación:

Pasivos		Saldo 31/12/2015
PASIVOS CORRIENTES		MM\$
	Otros pasivos financieros corrientes	92
	Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	294
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	636
	Otras provisiones corrientes	4
	PASIVOS CORRIENTES TOTALES	1.026
PASIVOS NO CORRIENTES		
	Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	300
	TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	300
	TOTAL PASIVOS	1.326

- Aumento en:

- Otros pasivos no financieros no corrientes por \$5.152 millones, que se explica principalmente por ingresos anticipados asociados a proyectos.

1.3.-Patrimonio

Respecto al patrimonio neto a junio de 2016, este disminuyó en relación a diciembre 2015 en \$431.949 millones, consecuencia de:

- Disminución en ganancias acumuladas en \$457.366 millones, que se explica por división de sociedad por \$526.874 millones y dividendos por \$177 millones, que se compensa con resultados del periodo por \$69.686 millones.
- Disminución en capital emitido y primas de emisión por \$137.790 millones y \$212 millones respectivamente, producto de la división de la sociedad efectuada con fecha 1 de marzo de 2016.
- Aumento de importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta por \$150.188 millones, lo anterior se explica principalmente por división de sociedad por \$168.965 millones, compensado por disminuciones de resultados integrales por \$18.777 millones.
- Aumento de otras reservas varias en \$13.223 millones, producto de división de sociedad por \$23.787 millones, compensado por disminución de otros cambios por \$10.564 millones.
- Aumento de reservas de cobertura en \$8 millones, derivado de operaciones de cobertura de flujos de caja.

La evolución de los indicadores financieros más representativos a junio 2016, es la siguiente:

Indicador		Unidad	jun-16	dic-15	jun-15	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,83	2,10		(1,27)	(60,5 %)
	Razón Acida	Veces	0,82	2,09		(1,27)	(60,8 %)
	Capital de Trabajo (1)	MMS	(47.301)	400.749		(448.050)	(111,8 %)
Endeudamiento	Endeudamiento (2)	Veces	0,48	0,38		0,10	26,3 %
	Deuda Corriente (3)	%	83,97	86,89		(2,92)	(3,4 %)
	Deuda No Corriente (4)	%	16,03	13,11		2,92	22,3 %
	Cobertura Gastos Financieros	Veces	21,73		116,87	(95,14)	(81,4 %)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio Dominante	%	7,77		7,18	0,60	8,3 %
	Rentabilidad del Activo	%	5,49		5,87	(0,38)	(6,4 %)
	Rentabilidad del Activo Operacional (5)	%	9,12		9,64	(0,52)	(5,4 %)
	Retorno de los Dividendos	%	11,50		1,96	9,54	485,4 %

- 1) Considera efecto de reclasificación de activos clasificados como mantenidos para la venta.
- 2) Pasivos totales sobre patrimonio.
- 3) Pasivos corrientes sobre pasivos totales.
- 4) Pasivos no corrientes sobre pasivos totales.
- 5) Activos operacionales: deudores por venta, documentos por cobrar, documentos y cuentas por cobrar del giro a empresas relacionadas corriente y no corriente, existencias, impuestos por recuperar, activo fijo neto e intangibles netos.

2. Análisis del Resultado

El desglose de los resultados del periodo se resume en el siguiente cuadro:

Estado de Resultados		jun-16	jun-15	Var 16 - 15	% Var 16/15
Ingresos de explotación	MMS	650.636	602.071	48.565	8,1 %
Materias primas y combustibles utilizados	MM\$	(521.257)	(470.835)	(50.422)	10,7 %
Margen de contribución	MM\$	129.379	131.236	(1.857)	(1,4 %)
Trabajos para el Inmovilizado	MM\$	3.355	2.922	433	14,8 %
Gastos de personal	MMS	(17.818)	(16.494)	(1.324)	8,0 %
Otros gastos de explotación	MM\$	(26.241)	(30.544)	4.303	(14,1 %)
Resultado bruto de explotación	MM\$	88.675	87.120	1.555	1,8 %
Depreciaciones y amortizaciones	MM\$	(14.935)	(14.244)	(691)	4,9 %
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	MMS	(3.229)	(2.028)	(1.201)	59,2 %
Resultado de explotación	MM\$	70.511	70.848	(337)	(0,5 %)
Resultado Financiero	MM\$	3.746	5.833	(2.087)	(35,8 %)
Resultado en soc. por método participación	MM\$	1	2	(1)	0,0 %
Otras ganancias (pérdidas)	MM\$	0	1.588	(1.588)	0,0 %
Resultado antes de impuestos	MM\$	74.258	78.271	(4.013)	(5,1 %)
Impuesto sobre sociedades	MMS	(13.484)	(15.515)	2.031	(13,1 %)
Resultado del periodo actividades continuadas	MM\$	60.774	62.756	(1.982)	(3,2 %)
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas, neta de impuesto	MM\$	8.914	26.527	(17.613)	(66,4 %)
Sociedad Dominante	MM\$	69.686	89.283	(19.597)	(21,9 %)
Accionistas Minoritarios	MM\$	0	0	0	0,0 %
Utilidad por acción operaciones continuadas	\$	52,81	54,54	(1,73)	(3,2 %)
Utilidad por acción operaciones discontinuadas	\$	7,75	23,05	(15,30)	(66,4 %)

Resumen:

Chilectra S.A., obtuvo utilidades atribuibles a la sociedad dominante por \$69.686 millones, lo que implicó una disminución de \$19.597 millones respecto de junio 2015. Esto se explica por menores resultados en operaciones discontinuadas por \$17.613 millones, un menor resultado financiero por \$2.087 millones, mayores depreciaciones y pérdidas por deterioro de \$691 millones y \$1.201 millones respectivamente; parcialmente compensado por un mayor resultado bruto de explotación por \$1.555 millones y un menor impuesto sobre sociedades por \$2.031 millones.

El resultado bruto de explotación aumentó en \$1.555 millones, debido principalmente a:

- El margen de contribución disminuyó en \$1.857 millones, un 1,4% menor respecto a junio de 2015, explicado por menor margen de subtransmisión, compensado parcialmente por mayores ventas de energía, mayor margen de comercialización de energía en mercado libre y mayores ingresos en productos y servicios de valor añadido. En cuanto al margen de compra venta, los ingresos de explotación se detallan en el siguiente cuadro:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-06-2016	30-06-2015
	MM\$	MM\$
Ventas de energía	588.683	536.262
Venta de electricidad Residencial	211.264	181.077
Venta de electricidad Comercial	193.178	152.002
Venta de electricidad Industrial	118.245	105.773
Otros Consumidores	65.996	97.410
Otras ventas	3.667	2.462
Ventas de productos y servicios	3.667	2.462
Otras prestaciones de servicios	56.439	60.612
Peajes de transmisión y transporte	27.267	32.868
Arriendo equipos de medida	2.224	2.161
Alumbrado público	5.429	5.562
Verificaciones y enganches	-	-
Otras prestaciones	21.519	20.021
Total Ingresos de actividades ordinarias	648.789	599.336
Otros Ingresos por naturaleza		
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	679	714
Cancelación fuera de plazo de facturación	757	731
Recuperación deuda castigada	69	31
Ingresos por financiamiento otros negocios	211	222
Ingreso por multas a proveedores	91	58
Otros Ingresos	40	979
Total Otros ingresos por naturaleza	1.847	2.735

El resultado de explotación aumentó, principalmente por:

- Disminución de otros gastos de explotación por \$4.303 millones, debido principalmente a ahorros en costos con Enersis Chile.
- Mayor activación de trabajos para el inmovilizado por \$433 millones.
 - Aumento de gastos de personal en \$1.324 millones, se explica principalmente por mayores costos por planes de retiro por \$417 millones, aumento de remuneraciones fijas \$350 millones, mayores costos asociados a evaluación de desempeño por \$329 millones y mayores costos seguridad social (plan de salud) por \$250 millones.

Al 30 de junio de 2016 Chilectra S.A., presentó un aumento en las ventas físicas de 2,0% respecto de igual periodo del año anterior. Este crecimiento se explica por un mayor consumo de clientes residenciales (4,5%) y comerciales (0,8%), compensado por un menor consumo de clientes industriales (-3,0%) y otros clientes (-1.5%)



En tanto, el resultado financiero disminuyó en \$2.087 millones con respecto al periodo anterior, lo que se explica por:

- Menor margen financiero neto por \$1.851 millones, principalmente por mayores costos financieros a través de cuenta corriente mercantil con Enersis Chile por \$3.205 millones y menores intereses por reliquidaciones por \$656 millones por mayores intereses por mora en pago de deuda por \$1.021 millones y mayores intereses por depósitos bancarios por \$766 millones, lo anterior compensado
- Mayores diferencias de cambio positivas por \$399 millones.
- Mayores resultados por unidades de reajuste por \$168 millones.
- Mayores diferencias de cambio negativas por \$803 millones.

El impuesto a las ganancias obtuvo un menor gasto de \$13.484 millones.

Finalmente el ítem ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas tiene una variación negativa de \$17.613 millones, que se detalla a continuación:

	Saldo 30/06/2016	Saldo 30/06/2015
	MM\$	MM\$
Gastos de Personal	-	(180)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(179)	(563)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(179)	(743)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(179)	(743)
RESULTADO FINANCIERO	(150)	(500)
Ingresos Financieros	-	16
Gastos Financieros	-	(179)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-
Diferencias de Cambio	(150)	(337)
Diferencias de Cambio Positivas	-	686
Diferencias de Cambio Negativas	(150)	(1.023)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	9.201	31.032
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	8.872	29.789
Impuesto Sobre Sociedades	42	(3.262)
RESULTADO DEL PERIODO	8.914	26.527

3. Valor Libro y Económico de los Activos

Respecto del valor libro y económico de los activos cabe mencionar lo siguiente:

- Los deudores por venta se presentan a su valor de recuperación esperado, considerando, por lo tanto, una deducción para cubrir las deudas incobrables.
- Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior, considerando una deducción por obsolescencia.
- Las Propiedades, Plantas y Equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.
- La depreciación es calculada sobre el valor de costo de los bienes de acuerdo con los años de vida útil de cada bien.
- Los activos intangibles, excepto plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio), se presentan a su costo de adquisición neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro.
- La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) surgida de la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera. La plusvalía comprada no se amortiza y al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado.
- Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio.
- Las inversiones en sociedades sobre las que la compañía posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación.
- Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corriente y no corriente. Estas operaciones se ajustan a las condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las NIIF, emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”), expuestas en la nota 2 de los Estados Financieros.

4. Mercados en que participa la Empresa

Chilectra S.A. es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile, en términos de ventas de energía. Su área de concesión es de 2.066 km², que abarca 33 comunas de la Región Metropolitana. Incluyendo las zonas de Empresa Eléctrica de



Colina Ltda. y Luz Andes Ltda., el área de concesión total asciende a 2.105 km². Al 30 de junio de 2016 el número total de clientes fue de 1.800.325, lo que representa un aumento de 2,3% respecto a la misma fecha del año 2015.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la compañía, se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Esto faculta a la compañía operadora a desarrollar su negocio de distribución bajo el esquema de tarifas reguladas por la autoridad, de acuerdo a la siguiente normativa legal:

- DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción Ley General de Servicios Eléctricos (texto refundido del DFL N°1 de 1982) y sus posteriores modificaciones.
- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenido en el Decreto N°327, del Ministerio de Minería de 1997.
- Ley N° 18.410 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial del 22 de Mayo de 1985. Con fecha 8 de junio de 1999, fue publicada en el Diario Oficial, la Ley N°19.613 que modifica la Ley N°18.410
- Decreto N°14 del Ministerio de Energía que fija tarifas de sistemas de subtransmisión y transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013. Decreto 7T, publicado en Abril de 2015 aplaza en un año la vigencia del Decreto N°14.
- Decreto N°23T de CNE, de fecha 3 de febrero de 2016, que fija instalaciones del sistema de transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019.
- Decreto N°1T, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de distribución, publicado en el Diario Oficial con fecha 2 de abril de 2013.
- Decreto N°8T del Ministerio de Energía, que fija tarifas de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, publicado en el Diario Oficial el 14 de marzo de 2014.
- Demás normas técnicas y reglamentarias emanadas de la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Decretos de Precio Nudo de Corto Plazo y de Precios de Nudo Promedio del Ministerio de Energía.



5. Análisis del Estado de Flujo Efectivo

La Compañía generó durante el periodo un flujo neto negativo de \$23.649 millones, el cual se descompone de la siguiente manera:

- Las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo de \$61.186 millones, el que se explica por cobros de ventas de bienes y servicios por \$817.339 millones, cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas de \$3.391 millones y otros cobros por actividades de la operación por \$381 millones. Lo anterior se compensa por pagos a proveedores de suministros de bienes y servicios por \$683.104 millones, otros pagos por actividades de operación por \$35.764 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por \$20.327 millones, pagos por impuestos a la ganancias por \$19.195 millones, pagos procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas de \$940 millones y otras salidas de efectivo por \$595 millones.

Producto de la materialización de la división de Chilectra Chile, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 74 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (\$16.354 millones). Este impuesto, que se pagó durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Chilectra Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Chilectra Américas S.A.. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones. Este desembolso se presenta en “Otras salidas de efectivo” y explica, en lo sustancial, la reducción en el flujo operacional respecto al primer semestre 2015.

- Las actividades de financiación originaron un flujo neto negativo de \$66.629 millones producto de pago de dividendos por \$149.248 millones, pagos de préstamos a entidades relacionadas por \$64.160 millones, pagos de intereses por \$3.358 millones y otras salidas de efectivo por \$11.888 millones. Lo anterior fue compensado por préstamos recibidos de entidades relacionadas por \$162.025 millones.
- El flujo originado por actividades de inversión fue negativo en \$18.299 millones, el cual se explica por desembolsos por compra de propiedades, planta y equipos por \$19.552 millones, préstamos a entidades relacionadas por \$16.974 millones y pagos de contratos de derivados por \$184 millones. Lo anterior fue compensado por importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo por \$15.231 millones, otros cobros por la venta de patrimonio por \$1.719 millones, cobros procedentes de contratos de derivados por \$355 millones e intereses recibidos por \$1.106 millones.



- El efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo durante el periodo tuvo una variación positiva de \$93 millones.

6. Análisis de Riesgo de Mercado

Ciclos Económicos: Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial, así como también con el desempeño de sus sustitutos como el gas y el petróleo. Al 30 de junio de 2016, Chilectra S.A. presentó un aumento en sus ventas de energía respecto del año anterior de 2,0%. Es importante reseñar que Chilectra S.A. no asume riesgos significativos de descalce físico y monetario entre la energía comprada y comercializada a sus clientes de acuerdo a los contratos de compra con sus proveedores y la regulación vigente.

Proceso Tarifario de Distribución

Durante 2012, se llevó a cabo el proceso de fijación de tarifas de distribución y de servicios asociados a la distribución para el cuatrienio 2012-2016, y que culminó con la publicación de las tarifas en el Diario Oficial a través del Decreto N°1T, decreto que rige hasta el 3 Noviembre de 2016.

A finales del 2015, la CNE publicó la R.E. N°699 comunicando la definición de Áreas Típicas y las bases para el “Estudio de Valor Agregado de Distribución; Cuatrienio 2016-2020”, y las bases para el “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) que se tarifican de forma individual, Chilectra fue catalogada dentro del área 1 al igual que en el proceso anterior, reflejando la mayor densidad de sus redes y, por lo tanto, menores costos que las otras empresas del sector. Las filiales Empresa Eléctrica Colina y Luz Andes, al igual que en el proceso anterior, fueron clasificadas en las áreas típicas 4 y 2, respectivamente.

En marzo de 2016, Chilectra adjudicó al Consultor Systepe Ingeniería y Diseños S.A. la elaboración del estudio de Valor Agregado de Distribución Cuatrienio 2016-2020 para el área típica 1, el cual debe ser entregado a la CNE en septiembre de este año, según se señala en la ley.

El proceso de tarificación continuará a lo largo de este año culminando con la publicación del decreto tarifario que tendrá vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.



Fijación de Valor Nuevo de Reemplazo

Cumpliendo con lo estipulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, en 2015 fue presentado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) 2015 de Chilectra. El 23 de octubre, la SEC, mediante la Resolución Exenta (R.E) N°10693 fijó el VNR de Chilectra en 767,6 miles de millones, alrededor de un 15,2% más que el último VNR fijado (2011). El 30 de Diciembre el Panel de Expertos dictaminó sobre las discrepancias observadas por Chilectra a la fijación de la SEC.

El 4 de febrero de 2016, mediante la R.E N° 12240, la SEC fijó definitivamente el VNR de Chilectra en 771,05 miles de millones de pesos.

Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 14 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica. Estos valores rigen a partir de la fecha en que se publicó el decreto de manera no retroactiva. La próxima fijación de tarifas corresponde realizarla en 2016 con oportunidad de la fijación de tarifas de distribución.

A finales del 2015, la CNE publicó la R.E. N°699 que comunica, entre otros, las bases para los “Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, parte del proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020. Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, de los cuales destacan, la “Ejecución o instalación de empalmes provisionarios” y el “Arriendo de empalme provisionarios”.

Proceso Tarifario de Subtransmisión

En el Decreto Supremo N° 14, del Ministerio de Energía, publicado en abril de 2013, se fijaron las tarifas de Subtransmisión aplicables al periodo enero de 2011 a diciembre de 2014. Mediante la publicación en el Diario Oficial de la Resolución Exenta CNE N° 93/2014, del 24 de marzo de 2014, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Definitivas de los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión. Dichos estudios permitirán fijar las tarifas por uso de los sistemas de Subtransmisión para el periodo enero de 2015 a diciembre de 2018.

Las empresas de Subtransmisión, agrupadas por sistemas de acuerdo a la calificación de instalaciones indicadas por Comisión Nacional de Energía (Decreto N°163, de fecha 24 de mayo de 2014, que determina líneas y subestaciones eléctricas de Subtransmisión del SING y del SIC), contrataron a una empresa consultora, aprobada por la misma Comisión, para realizar el estudio que determine el valor anual de cada sistema de Subtransmisión.

El día 28 de noviembre de 2014, Chilectra entregó la versión final del “Estudio para la Determinación del Valor Anual del Sistema de Subtransmisión STx- D”, elaborado por el



Consultor Systep Ingeniería y Diseños S.A., cumpliendo así con los requerimientos señalados en la ley. La ley contempla la realización de una audiencia pública, instancia en la que los consultores de cada uno de los sistemas de subtransmisión definidos deben realizar la presentación formal de los estudios. Dicha audiencia para el caso del sistema STx-D fue realizada el 16 de enero de 2015.

El 29 de enero de 2015 se publica en el Diario Oficial la Ley Núm. 20.805 que, dentro de otros, facultó al Ministerio de Energía para extender el plazo de vigencia del actual decreto tarifario de subtransmisión (decreto N°14 de 2012) en un año más, fijando así un periodo de vigencia de 2011-2015. Y, a su vez, señala que la aplicación de los actuales procesos tarifarios será a partir del 1 de enero de 2016, retrasando en un año la vigencia del nuevo proceso, 2016-2019. El 22 de Abril se publica en Diario Oficial el Decreto 7T del Ministerio de Energía en donde se hace efectiva la extensión del plazo de vigencia.

El 20 de Octubre de 2015 la CNE puso a disposición de las empresas distribuidoras un documento preliminar conteniendo las metodologías, criterios y resultados de la revisión realizada por la CNE de los informes presentado por el consultor.

Al día de hoy, la CNE se encuentra revisando las observaciones y antecedentes entregados por la empresa y se encuentra pronta a emitir el informe técnico con el cual se preparará el decreto que fija las tarifas de subtransmisión por sistema. En caso de discrepancias, los interesados pueden recurrir a la evaluación del Panel de Expertos.

Decretos de Precios

Precios de Nudo Promedio:

- Con fecha 27 de enero de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2014.
- Con fecha 12 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°2T y 3T, que fijan los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre de 2014 y 1 de octubre de 2014 respectivamente.
- Con fecha 22 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2014.
- Con fecha 23 de junio de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2015.



- Con fecha 4 de agosto de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°15T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de febrero de 2015.

- Con fecha 4 de noviembre de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2015.

Con fecha 26 de diciembre de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°21T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2015.

- Con fecha 4 de enero de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°22T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre de 2015.

- Con fecha 21 de enero de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°24T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2015.

- Con fecha 4 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2016.

- Con fecha 23 de mayo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°4T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de marzo de 2016.

- Con fecha 17 de junio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2016.

Precios de Nudo de Corto Plazo:

- Con fecha 13 de febrero de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°10T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2014.

- Con fecha 4 de julio de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°14T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2015.

- Con fecha 30 de diciembre de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°17T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2015.



- Con fecha 2 de julio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Ley 20.805

El Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, el día 29 de enero de 2015, la Ley 20.805 que “Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios”, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°1, de 1982. Esta ley considera modificaciones a los procesos de licitaciones de suministro, modificación al límite de potencia conectada que define a los clientes no sometidos a regulación de precios, y faculta al ministerio de energía para que extienda el plazo de vigencia del decreto 14 que fija las tarifas de subtransmisión:

1.- Licitaciones

Bajo la modificación de la ley, es ahora responsabilidad de la CNE agrupar y coordinar las licitaciones de suministro eléctrico para las distribuidoras, aumentando de tres a cinco años de antelación mínima para licitar, y aumentando de 15 a 20 años el periodo máximo de suministro. Al agrupar las distribuidoras como un solo bloque comprador se busca otorgar mayor poder de negociación a los distribuidores, al mismo tiempo que permite una mejor competencia entre generadores.

Por otro lado, ahora la ley permite a los generadores postergar o cancelar el compromiso de suministros en el caso en que los proyectos se vean retrasados por motivos que escapan de su control, reduciendo así el riesgo adquirido por los generadores al momento de ofertar.

Además, la modificación de la ley considera licitaciones de corto y cortísimo plazo con las cuales regula las situaciones de suministro sin contrato, a su vez que define mecanismos para la transferencia de excedente entre distribuidoras.

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han iniciado dos procesos licitatorios: Licitación de Suministro 2015/01” y Licitación de Suministro 2015/02. El primero por un total de 13.750 GWh y que se espera su adjudicación para el presente año, y el segundo por un total de 1.500 GWh de los cuales el 80% fue exitosamente adjudicado a un precio promedio ponderado de 79,3 \$US/MWh, 30% menos que el precio observado en la últimas licitaciones, indicando que las modificaciones a la ley permiten, efectivamente, la reducción del precio al mejorar la competencia y reducir el riesgo de los generadores.



2.- Límite Clientes Regulados

Hasta fines del 2014, la ley señalaba que los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o clientes libres. Los clientes con capacidad conectada inferior a 500 kW eran regulados, los clientes con capacidad conectada entre el rango de 500kW a 2.000 kW podían optar entre tarifa regulada o libre, y los clientes con capacidad conectada mayor a 2.000 kW eran libres.

La modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 29 de enero de 2015, cambia el límite de 2.000 kW a 5.000 kW, aplicable a partir de enero de 2019. Esta modificación amplía el rango de elegibilidad entre tarifa regulada o tarifa libre.

3.- Aplazamiento de la vigencia de las tarifas de Subtransmisión

La Ley Núm. 20.805 facultó al Ministerio de Energía para extender el plazo de vigencia del actual decreto tarifario de subtransmisión (decreto N°14 de 2012) en un año más, fijando así un periodo de vigencia de 2011-2015. Y, a su vez, señaló que la aplicación de los actuales procesos tarifarios será a partir del 1 de enero de 2016, retrasando en un año la vigencia del nuevo proceso, 2016-2019. El 22 de Abril se publica en Diario Oficial el Decreto 7T del Ministerio de Energía en donde se hace efectiva la extensión del plazo de vigencia.

Ley 20.928

El Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, el día 22 de junio de 2016, la Ley 20.928 que “Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos”, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°4, de 2006. Esta ley establece que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, incrementado en un 10% del mismo. Las diferencias que se generen por la aplicación de este mecanismo serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh.

Además, establece que para aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.

Ley de Transmisión

El pasado 20 de Julio, fue publicada en el Diario Oficial, la nueva ley de transmisión, que reestructura el esquema de operación del sistema eléctrico, introduciendo un único coordinador nacional independiente que reemplaza a los actuales CDEC (sin perjuicio de la subsistencia de algunos sistemas eléctricos medianos y aislados). Adicionalmente, el Estado asume un rol principal en la planificación de la transmisión y posterior licitación



y adjudicación de obras nuevas y de ampliación. Se extiende el acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión. Se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un único proceso y se modifica el esquema de remuneración de las mismas mediante la aplicación de una tarifa estampillada de cargo de la demanda; entre otros aspectos relevantes de la ley.

Cambio de Hora

Con fecha 3 de marzo de 2015 se publicó en el Diario Oficial el Decreto que extiende el Horario de Verano Establecido en los Decretos Supremos 1.489, de 1970 y 1.142 de 1980, ambos del Ministerio del Interior. Con esto, se extiende el horario de verano para todo el año.

Posteriormente, con fecha 18 de marzo de 2016 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 253 del Ministerio del Interior, modificando el uso horario. Dicho decreto estableció que el horario oficial de Chile es el horario de invierno, y su aplicación regirá a partir de las 24:00 horas del segundo sábado del mes de mayo hasta las 24:00 horas del segundo sábado del mes de agosto. Esta medida se aplicará de la misma forma hasta mayo del año 2019.

Situación Financiera. Chilectra no cuenta con deuda financiera con tercero. Respecto a los saldos financieros al 30 de junio de 2016, la compañía contaba con el 100% de sus obligaciones financieras en tasa de interés variable. El riesgo inherente a las tasas de interés, se deriva de la posibilidad de estar expuestos a cumplir con obligaciones cuyas tasas estén sujetas a fluctuaciones producto de las condiciones económicas reinantes en el mercado.